

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ
ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

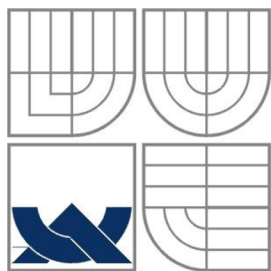
ROZBOR SOUVISLOSTÍ MEZI CENAMI SILOVÉ ELEKTRINY, PODPŮRNÝCH SLUŽEB, REGULAČNÍ ENERGIE, EMISNÍCH POVOLENEK CO₂ A PRIMÁRNÍCH ZDROJŮ ENERGIE

DIPLOMOVÁ PRÁCE
DIPLOMA THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

Bc. Jan Srna

BRNO 2013



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH
TECHNOLOGIÍ**

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

**ROZBOR SOUVISLOSTÍ MEZI CENAMI SILOVÉ ELEKTRINY,
PODPŮRNÝCH SLUŽEB, REGULAČNÍ ENERGIE, EMISNÍCH
POVOLENEK CO₂ A PRIMÁRNÍCH ZDROJŮ ENERGIE**

**ANALYSIS OF RELATIONSHIPS AMONG PRICES OF ELECTRICITY, ANCILLARY SERVICES,
REGULATION ENERGY, CARBON DIOXIDE EMISSION ALLOWANCES AND PRIMARY SOURCES
OF ENERGY**

DIPLOMOVÁ PRÁCE

DIPLOMA THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

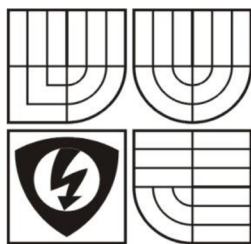
Bc. Jan Srna

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Jan Macháček, Ph.D.

BRNO, 2013



VYSOKÉ UČENÍ
TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

magisterský studijní obor
Elektroenergetika

Student: Srna Jan

Ročník: 2

ID: 115275

Akademický rok: 2012/13

NÁZEV TÉMATU:

Rozbor souvislostí mezi cenami silové elektřiny, podpůrných služeb, regulační energie, emisních povolenek CO₂ a primárních zdrojů energie

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Rešerše a popis současného stavu v oblasti energetické ekonomiky.
2. Principy obchodování s komoditami, organizace a tržní místa. Vazba mezi jednotlivými zdroji. Ekonomický model tvorby cen jednotlivých komodit.
3. Charakteristika a struktura trhu, podmínky účasti, organizace.
4. Scénáře pohybu cen, souvislosti a vzájemné vazby.
5. Zhodnocení a návrh dalšího postupu řešení práce.

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 11.02.2012

Termín odevzdání: 24.05.2013

Vedoucí projektu: Ing. Jan Macháček, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor semestrální práce nesmí při vytváření semestrální práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení § 152 trestního zákona č. 140/1961 Sb.

Abstrakt

Tato práce popisuje, jakým způsobem je obchodována elektrická energie. Zabývá se jednotlivými subjekty na trhu s elektřinou, definuje jejich pravomoci, povinnosti a vzájemné vztahy. Ukazuje jednotlivé tržní místa a výhody a nevýhody těchto míst. Dále se věnuje popisu skladby ceny a rozebrání jednotlivých složek ceny elektrické energie. Následuje vysvětlení jednotlivých podpůrných služeb a výpočet výhodnosti poskytování podpůrných služeb oproti prodeji silové elektřiny. V poslední kapitole je řešen vliv cen primárních paliv a emisních povolenek CO₂ na konečnou cenu silové elektřiny.

Abstract

This thesis describes possibilities of electricity trading. The thesis deals with subjects at the electricity market, defines their competences, obligations and relationships among these subjects. Trading places and their advantages and disadvantages are also described in the thesis. The thesis shows composition of the electricity price and informs about its partial components. Types of ancillary services are spoken and there is also comparison between selling wholesale electricity and providing ancillary services. An influence of primary fuels and emission allowances on the electricity price is included at the end of the thesis.

Klíčová slova

provozovatel přenosové soustavy; denní trh; spotový trh; podpůrné služby; regulační energie; silová elektřina; emisní povolenky

Keywords

transmission system operator; daily market; spot market; ancillary services; regulation energy; wholesale electricity; emission allowances

Bibliografická citace

SRNA, J. *Rozbor souvislostí mezi cenami silové elektřiny, podpůrných služeb, regulační energie, emisních povolenek CO₂ a primárních zdrojů energie*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2013. 74 s. Vedoucí semestrální práce Ing. Jan Macháček, Ph.D..

Prohlášení

Prohlašuji, že svou semestrální práci na téma Rozbor souvislostí mezi cenami silové elektřiny, podpůrných služeb, regulační energie, emisních povolenek CO₂ a primárních zdrojů energie jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího semestrální práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené semestrální práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této semestrální práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení § 152 trestního zákona č. 140/1961 Sb.

V Brně dne

Podpis autora

Poděkování

Děkuji vedoucímu semestrální práce Ing. JANU MACHÁČKOVI Ph.D. za účinnou metodickou, pedagogickou a odbornou pomoc a další cenné rady při zpracování mé semestrální práce.

V Brně dne

Podpis autora

OBSAH

1 ÚVOD	14
2 TRH S ELEKTRINOU	15
2.1 ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTRINOU [1]	15
2.1.1 ZODPOVĚDNOST ZA ODCHYLKU	17
2.1.2 MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU	18
2.1.3 ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD	19
2.1.4 STÁTNÍ ENERGETICKÁ INSPEKCE	19
2.1.5 SUBJEKT ZÚČTOVÁNÍ	19
2.1.6 REGISTROVANÝ ÚČASTNÍK	20
2.1.7 OPERÁTOR TRHU S ELEKTRINOU	20
2.1.8 PROVOZOVATEL PŘENOSOVÉ SOUSTAVY	20
2.1.9 PROVOZOVATEL DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY	21
2.1.10 OBCHODNÍK	21
2.1.11 VÝROBCE	22
3 OBCHOD S ELEKTRINOU	23
3.1 VELKOOBCHODNÍ TRH	23
3.2 MALOOBCHODNÍ TRH	23
3.3 TRH S DLOUHODOBÝMI PRODUKTY	24
3.4 KRÁTKODOBÝ TRH	24
3.4.1 BLOKOVÝ TRH	24
3.4.2 DENNÍ TRH	24
3.4.3 VNITRODENNÍ TRH	25
3.5 TRH S REGULAČNÍ ENERGIÍ	25
3.6 OBCHODOVÁNÍ NA BURZE	26
3.6.1 SPOTOVÉ TRHY	26
3.6.2 TERMÍNOVÉ TRHY	26
4 TVORBA CENY ELEKTRINY	28
4.1 NEREGULOVANÁ SLOŽKA CENY ELEKTRINY	28
4.2 REGULOVANÁ SLOŽKA CENY ELEKTRINY	29
4.2.1 PLAT ZA PŘÍKON	29
4.2.2 CENA ZA DISTRIBUOVANÉ MNOŽSTVÍ ELEKTRINY	29
4.2.3 SYSTÉMOVÉ SLUŽBY	31
4.2.4 ČINNOST ZÚČTOVÁNÍ OTE	31
4.2.5 PODPORA VÝKUPU ELEKTRINY Z OZE, KVET A DZ.....	32
4.2.6 DŮVODY A PRINCIPY REGULACE	34
4.3 DANĚ	35
5 PODPŮRNÉ SLUŽBY	36
5.1 ZPŮSOBY ZAJIŠTĚNÍ PPS	37
5.2 KATEGORIE PPS [13]	39
5.2.1 SLUŽBY NAKUPOVANÉ NA DENNÍM TRHU NEBO PŘES VÝBĚROVÁ ŘÍZENÍ:.....	39
5.2.2 SLUŽBY NAKUPOVANÉ PŘÍMOU SMLOUVOU S DODAVATELI PPS	45
5.2.3 SLUŽBY ZÍSKANÉ SPOLUPRÁCÍ SE ZAHRANIČÍM	47

5.3 DENNÍ TRH S PPS.....	47
5.4 REGULAČNÍ ENERGIE.....	48
5.4.1 OBCHODOVÁNÍ S REGULAČNÍ ENERGIÍ	49
5.4.2 ZÚČTOVÁNÍ REGULAČNÍ ENERGIE	50
5.5 POROVNÁNÍ POSKYTOVÁNÍ PPS A SILOVÉ ELEKTRINY	51
5.5.1 VÝROBNA 1.....	52
5.5.2 VÝROBNA 2.....	56
6 FAKTORY OVLIVŇUJÍCÍ CENU ELEKTRINY A JEJÍ VÝVOJ	59
6.1 VÝROBNÍ KAPACITA.....	59
6.2 CENY PALIV	60
6.2.1 UHLÍ.....	60
6.2.2 ROPA	61
6.2.3 ZEMNÍ PLYN	62
6.2.4 URAN	63
6.2.5 EMISNÍ POVOLENKY CO ₂	64
6.3 POČASÍ	66
6.4 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A JEJÍ KORELACE S CENAMI PALIV	66
7 ZÁVĚR.....	68
8 LITERATURA	72
9 PŘÍLOHY
PŘÍLOHA A – ROZDĚLENÍ PPS.....	P1
PŘÍLOHA B – POSKYTOVATELÉ PODPŮRNÝCH SLUŽEB [49].....	P2
PŘÍLOHA C – TRENDY VÝVOJE CEN KOMODIT A ELEKTRINY.....	78

SEZNAM GRAFŮ

<i>Graf 1</i> Procentuální rozložení poskytovatelů PpS v roce 2013.....	38
<i>Graf 2</i> Procentuální rozložení poskytovatelů PpS v roce 2014.....	39
<i>Graf 3</i> Procentuální rozložení poskytovatelů PR pro rok 2013	40
<i>Graf 4</i> Procentuální rozložení poskytovatelů SR pro rok 2013.....	42
<i>Graf 5</i> Procentuální rozložení poskytovatelů MZ+15 pro rok 2013.....	43
<i>Graf 6</i> Procentuální rozložení poskytovatelů MZ-15 pro rok 2013	44

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obr. 2-1</i> Základní role během dodávky elektřiny.....	15
<i>Obr. 2-2</i> Model vazeb na trhu s elektřinou [1]	18
<i>Obr. 2-3</i> Princip bilanční skupiny[1].....	22
<i>Obr. 3-1</i> Časové uspořádání trhu s elektřinou [1].....	25
<i>Obr. 3-2</i> Princip vypořádání finančního futures[1].....	27
<i>Obr. 4-1</i> Vývoj cen silové elektřiny v letech 2010 - 2013 [8]	28
<i>Obr. 4-2</i> Vývoj vícenákladů z obnovitelných zdrojů [11]	32
<i>Obr. 4-3</i> Rozdělení vícenákladů na jednotlivé obnovitelné zdroje [11].....	33
<i>Obr. 4-4</i> Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina VVN [11]	33
<i>Obr. 4-5</i> Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina VN[11].....	34
<i>Obr. 4-6</i> Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina NN [11]	34
<i>Obr. 6-1</i> Průběh ceny uhlí US index v letech 2009 – 2013 73[34].....	61
<i>Obr. 6-2</i> Vývoj cen ropy BRENT v období 2009 – 2013 [37].....	62
<i>Obr. 6-3</i> Vývoj cen zemního plynu v období 06/2012 – 02/2013 [38]	63
<i>Obr. 6-4</i> Vývoj ceny uranu v letech 2008 – 2013[40].....	63
<i>Obr. 6-5</i> Vývoj cen emisních povolenek v období NAP1[42].....	65
<i>Obr. 6-6</i> Vývoj cen povolenek CO ₂ na burze EEX v období duben 2012 –červenec 2013 [44]	66
<i>Obr. P-1</i> Trendy vývoje cen komodit a elektřiny.....	P4

SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 1</i> Cena vyplácená za poskytování PpS.....	52
<i>Tab. 2</i> Hodnoty parametrů a konstant používaných ve výpočtu.....	52
<i>Tab. 3</i> Parametry Výrobní 1	52

<i>Tab. 4 Velikosti poskytovaných záloh Výrobní 1</i>	52
<i>Tab. 5 Parametry Výrobní 2</i>	56
<i>Tab. 6 Velikosti poskytovaných záloh Výrobní 2</i>	56
<i>Tab. 7 Přehled celkových výnosů a výnosů jednotlivých složek</i>	70
<i>Tab. 8 Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií [13]</i>	P1
<i>Tab. 9 Seznam poskytovatelů podpůrných služeb v roce 2013</i>	P2
<i>Tab. 10 Seznam poskytovatelů podpůrných služeb v roce 2014</i>	P2
<i>Tab. 11 Seznam poskytovatelů podpůrné služby PR v roce 2013</i>	P2
<i>Tab. 12 Seznam poskytovatelů podpůrné služby SR v roce 2013</i>	P3
<i>Tab. 13 Seznam poskytovatelů podpůrné služby MZ+15 v roce 2013</i>	P3
<i>Tab. 14 Seznam poskytovatelů podpůrné služby MZ-15 v roce 2013</i>	P3

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Značka	Veličina	Značka jednotky
BS	start ze tmy	-
BT	blokový trh	-
C_{CO_2}	cena emisních povolenek	Kč/t
C_{MZ+15}	cena za poskytnutou kladnou 15 minutová záloha	Kč/MWh
C_{MZ-15}	cena za poskytnutou zápornou 15 minutová záloha	Kč/MWh
C_{PR}	cena za poskytnutou primární regulaci	Kč/MWh
C_{RE+}	cena za poskytnutou kladnou regulační energii	Kč/MWh
C_{RE-}	cena za poskytnutou zápornou regulační energii	Kč/MWh
C_{SE}	cena za silovou elektrickou energii	Kč/MWh
C_{SR}	cena za poskytnutou sekundární regulaci	Kč/MWh
ČEPS	provozovatel přenosové soustavy v ČR	-
DT	denní trh	-
DZ	druhotné zdroje	-
DZ_t	dispečerská záloha	-
E_{reg}	regulační energie	MWh
E_{regSR}	regulační energie z aktivace sekundární regulace	MWh
ERÚ	Energetický regulační úřad	-
EZ	Energetický zákon	-
GCC	Grid Control Cooperation	-
H	výhřevnost	MWh/t
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla	-
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu	-
MOT	maloobchodní trh	-
MRE+	množství poskytnuté kladné regulační energie	MWh
MRE-	množství poskytnuté záporné regulační energie	MWh
MZ_t	minutová záloha	-
OP	ostrovní provoz	-
N_p	palivové náklady	Kč/MWh
N_{CO_2}	náklady na emisní povolenky	Kč/t _{CO2}
OPM	odběrná a přenosová místa	-
OTE	Operátor trhu	-

OZE	obnovitelné zdroje energie	-
P_{dg}	výkon bloku dle přípravy provozu	MW
P_i	instalovaný výkon	MW
P_{sk}	skutečný průměrný výkon bloku	MW
$P_{žád,t}$	požadovaný výkon bloku dle ŘS ČEPS	MW
PDS	provozovatel distribuční soustavy	-
PpS	podpůrné služby	-
PPS	provozovatel přenosové soustavy	-
PR	primární regulace frekvence bloku	-
PXE	Energetická burza Praha	-
QS10	rychle startující 10 minutová záloha	-
QS15	rychle startující 15 minutová záloha	-
RE	regulační energie	-
RÚT	registrovaný účastník trhu	-
RZMZ±	regulační záloha minutové zálohy	MW
RZMZ _t	regulační záloha minutové zálohy	MW
RZPR	regulační záloha primární regulace	MW
RZSR	regulační záloha sekundární regulace	MW
ŘS	řídící systém	-
SEI	Státní energetická inspekce	-
SR	sekundární regulace výkonu bloku	-
SRUQ	sekundární regulace U/Q	-
SV30	snížení výkonu	-
SyS	systémové služby	-
SZ	Subjekt zúčtování	-
T_{nd}	počet nepracovních denních hodin za rok	hod
T_{nn}	počet nepracovních nočních hodin za rok	hod
T_{pd}	počet pracovních denních hodin za rok	hod
T_{pn}	počet pracovních nočních hodin za rok	hod
TDD	typový denní diagram	-
TR	terciární regulace výkonu bloku	-
TSO	Transmission system operator	-
VDT	vnitrodenní trh	-

VŘ	výběrové řízení	-
VSR	služba Vltava	-
VT	vyrovnávací trh	-
VOT	velkoobchodní trh	-
USD	americký dolar	-
ZZ_{30}	změna zatížení	-
c_{SR}	rychlost změny výkonu bloku	MW/min
k_p	koeficient emisivity CO ₂ plyných elektráren	-
k_u	koeficient emisivity CO ₂ uhelných elektráren	-
ΔVS_t	změna vlastní spotřeby aktivací PpS	MW
η	účinnost	-

1 ÚVOD

Tato diplomová práce se zabývá oblastí obchodování s elektřinou a navazuje na semestrální projekt z minulého semestru. Semestrální projekt byl prvním dílem autora v této problematice. Cílem celoročního úsilí bylo získat teoretický přehled v oblasti trhu s elektřinou a prakticky ověřit vybranou problematiku týkající se obchodování s elektřinou. Obsah práce je zaměřen na princip obchodování s elektřinou, definování subjektů, kterých se obchod týká, pravidel, které musí být dodržovány, vyjasnění z čeho se skládá cena elektřiny a v neposlední míře jsou zde rozebrány jednotlivé primární zdroje energie a jejich vliv na cenu silové elektřiny. Jako praktická část je zde výpočet, který srovnává z ekonomického hlediska výhodnost poskytování podpůrných služeb oproti prodeji silové elektřiny.

Problematika trhu s elektřinou je natolik obsáhlá, že bylo téměř nemožné zahrnout do práce další výsledky praktických výpočtů a simulací. Na tuto rozsáhlou a bezesporu zajímavou problematiku lze navazovat v reálném životě a v dalších odborných pracích a činnostech.

Druhá kapitola práce je věnována účastníkům trhu s elektřinou. Začátek kapitoly se věnuje obecným vztahům mezi jednotlivými subjekty na trhu a podmínkám, které subjekty musí splnit pro vstup na trh. Dále popisuje jednotlivé možnosti v ohledu zodpovědnosti za odchylku. Je zde vysvětleno, v jakém rozmezí by se měla pohybovat cena za odchylku, aby nedocházelo k jejímu zneužívání. Poté jsou definováni jednotliví účastníci trhu. Je vysvětlena jejich činnost, jejich možnosti a povinnosti a jejich role na trhu s elektřinou. Značná část kapitoly je věnována provozovateli přenosové sítě a operátorovi trhu.

Dále je práce věnována problematice obchodování s elektřinou. Jsou vykresleny rozdíly mezi velkoobchodním a maloobchodním trhem. V této části práce je řešen krátkodobý trh, jeho organizace a pravidla pro pohyb na blokovém, denním a vnitrodenním trhu. Je zde naznačen smysl trhu s regulační energií a místa, kde se regulační energie získává. Regulačnímu trhu se poté věnuje jiná část práce. Konec této kapitoly řeší obchodování na burze a dva druhy obchodů na burzových platformách – spotové a termínové trhy.

Následující kapitola popisuje tvorbu a skladbu ceny elektřiny. Cena elektřiny je rozdělena na dvě základní složky (neregulovaná a regulovaná složka). Jednotlivé podkapitoly se zabývají dílčími složkami, které se podílejí na konečné ceně elektřiny. V závěru kapitoly je zamyšlení nad důvody a způsoby regulace, které se využívají v prostředí České republiky.

Pátá rozsáhlá kapitola se věnuje podpůrným službám. Zkraje kapitoly je definováno, co to jsou podpůrné služby a kdo je může poskytovat a jaké podmínky musí pro poskytování PpS splňovat. Poté jsou popsány způsoby zajišťování PpS a graficky znázorněno procentuální rozložení poskytovatelů těchto služeb. Další prostor je ponechán pro kategorizaci PpS. Jsou zde popsány vlastnosti a podmínky jednotlivých typů podpůrných služeb. Nechybí opět grafy, které ukazují procentuální rozložení poskytovatelů pro danou službu. Druhá polovina kapitoly patří dennímu trhu s PpS, regulační energii a popisu vyrovnávacího trhu s regulační energií. Závěr této kapitoly je věnován výpočtu ekonomické výhodnosti poskytování PpS a prodeji silové elektřiny. Porovnání je prováděno pro dvě fiktivní výroby, které ale vychází z technických a provozních údajů reálných elektráren.

Poslední část práce náleží faktorům, které působí na cenu elektřiny. Prvně je zde rozebrán vliv výrobních kapacit. Poté se práce zabývá primárními palivy a jejich cenovým vývojem. Jsou zde rozebrány paliva: uhlí, ropa, zemní plyn a uran. Část kapitoly je věnována emisním povolenkám CO₂, důvodům a příčinám vzniku povolenek, jejich přidělováním jednotlivým zemím a energetickým subjektům a v neposlední řadě obchodování s nimi. V úplném závěru práce je rozebrán vliv primárních paliv na cenu silové elektřiny a je zde krátká úvaha nad možným budoucím vývojem energetiky a vývojem cen elektřiny.

2 TRH S ELEKTRINOU

2.1 Účastníci trhu s elektřinou [1]

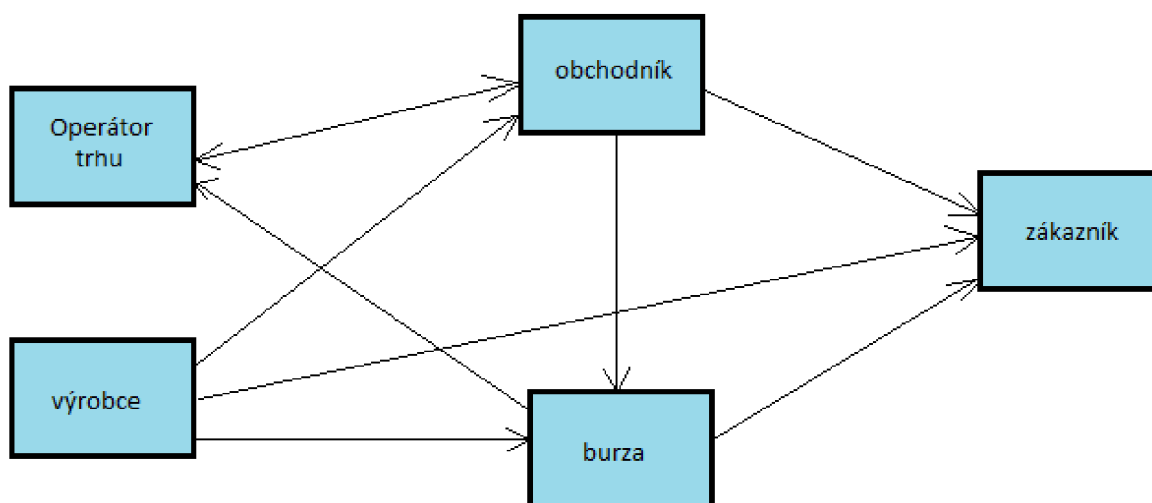
Trh s elektřinou v České Republice i v Evropské unii vychází z modelu, jehož princip spočívá v regulovaném přístupu k sítím, právně ukotvený Směrnicí pro vnitřní trh s elektřinou v EU č. 2009/72/ES. Česká legislativa tento princip dále rozpracovává, a to především v Energetickém zákoně a ve Vyhlášce o pravidlech trhu s elektřinou.

Z pohledu fyzikálního je elektrická energie, vyrobená výrobcem, z místa výroby přepravována pomocí přenosové sítě a dále distribuční sítě až ke konečnému spotřebiteli.

Přenosová síť slouží k dálkovému přenosu elektřiny o napětí 400 kV, 220 kV a na vybraných vedení a zařízení o napětí 110 kV. Má páteří charakter, propojuje hlavní uzly státu a je propojena se sousedními přenosovými soustavami. Je provozována kruhovitě, aby v případě výpadku jednoho vedení nedošlo k přerušení dodávky do žádné oblasti či velkého průmyslového komplexu. Do přenosové soustavy jsou připojovány velké elektrárny. Elektrická energie z přenosové soustavy míří do velkých rozvodů a dále do distribuční soustavy. Velcí průmysloví odběratelé mohou být připojeni přímo do přenosové soustavy.

Distribuční soustava je provozována na napěťových hladinách 110 kV a nižších, má převážně paprskovitý charakter. Začíná v místech napojení na přenosovou soustavu a slouží k distribuci elektřiny ke spotřebitelům. Do této soustavy jsou připojeny menší elektrárny.

Z pohledu obchodního mají základní role výrobce a spotřebitel. Stejně jako u všech ostatních druhů produktů vstupuje mezi výrobce a spotřebitele zprostředkovatel – obchodník s elektřinou, jehož cílem je koncentrovat nabídky výrobců a poptávky konečných spotřebitelů. Základní vztahy během dodávky elektřiny přehledně zobrazuje Obr. 2-1.



Obr. 2-1 Základní role během dodávky elektřiny

Pochopitelně existuje možnost přímého vztahu mezi zákazníkem a výrobcem. Tento přímý vztah není ale příliš běžný. Je vhodný pouze u větších výrobců a spotřebitelů pro dlouhodobé dodávky. Ale i zde větší výrobci (resp. větší spotřebitelé) raději volí možnost zřízení samostatného specializovaného subjektu na obchodování s vlastní elektřinou a dalšími obchodními operacemi na trhu.

Zákazník (spotřebitel) má právo si vybrat svého dodavatele elektřiny (obchodník či výrobce), stejně tak má ale i dodavatel možnost vybrat si svého zákazníka. Přenos elektřiny je zajištěn pomocí příslušného provozovatele distribuční soustavy (resp. provozovatele přenosové soustavy), za tarify které jsou stanoveny regulátorem (ERÚ). Připojení k síti a dopravu elektřiny si zákazník dohodne prostřednictvím obchodníka, od kterého odebírá energii nebo si ji sjedná přímo s distributorem. Cena za elektřinu je stanovena dohodou mezi zákazníkem a dodavatelem nebo transparentním výpočtem na organizovaném trhu.

Provozovatelé sítí jsou vždy monopolními poskytovateli svých služeb. Ceny za jejich služby jsou regulované státem. Opačná situace je ale u výroby, obchodu a dodávky elektřiny, kde díky velké konkurenci dochází k tvorbě tržních cen. Mluvíme poté o regulované a neregulované části trhu.

Podnikání v oboru energetiky je dle Energetického zákona možné jenom se získáním státního souhlasu, který je vyjádřen nárokovou licenci vydané ERÚ. Základ vymezující podmínky přístupu na trh, je dán EZ. Licence je vydávána pro níže uvedené činnosti v elektroenergetice:

- výroba elektřiny (platnost nejméně na 25 let)
- přenos elektřiny (nejméně na 25 let)
- distribuce elektřiny (nejméně na 25 let)
- licence na činnosti operátora trhu (nejméně na 25 let)
- obchod s elektřinou (nejméně na 5 let)

Dalšími podmínkami pro licenci jsou plnoletost, bezúhonnost, odborná způsobilost nebo ustanovení odpovědného zástupce definovaného v § 6 EZ. Od novelizace EZ v roce 2011 je oprávnění k podnikání v elektroenergetice, získané v jiném členském státu Evropské unie, uznáváno taktéž jako oprávnění k podnikání v ČR v tomto oboru.

Podmínky organizace trhu jako takového jsou definovány především vyhláškou ERÚ č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou.

K 23. květnu 2013 bylo registrováno 25 376 registrovaných účastníků trhu s elektřinou a 129 subjektů zúčtování a účastníků krátkodobých trhů OTE [2]. Jednotliví účastníci a klíčové instituce podnikání na trhu s elektřinou jsou popsáni v následujících podkapitolách. Mezi klíčové instituce se řadí:

- Ministerstvo průmyslu a obchodu
- Energetický regulační úřad
- Státní energetická inspekce

Dalšími důležitými pojmy pro trh s elektřinou jsou:

- Subjekt zúčtování
- Registrovaný účastník

Mezi licencované účastníky trhu patří:

- Operátor trhu s elektřinou
- Provozovatel přenosové soustavy
- Provozovatel distribuční soustavy
- Obchodník
- Výrobce

2.1.1 Zodpovědnost za odchylku

Z důvodu specifického charakteru elektřiny jako produktu, musí každý účastník trhu zvolit režim odpovědnosti za odchylku, podle kterého jsou následovně dohodnuty a zúčtovány smlouvy o dodávce elektrické energie. Existují dva základní režimy:

- režim vlastní odpovědnosti za odchylku
- režim přenesené odpovědnosti za odchylku

V případě, že účastník trhu nezvolí jeden z režimů, je jeho odchylka považována za neoprávněný odběr z ES, nebo v opačném případě za neoprávněnou dodávku do ES a je následně sankcionována. Odpovědnost za odchylku je vztažena ke každému jednotlivému odběrnému místu zákazníka, nebo souhrnu předávacích míst každé jednotlivé výroby elektrické energie, nebo souhrnu předávacích míst za každé jednotlivé definované území PDS a lze ji přenést vždy jen na jeden subjekt zúčtování. V případě žádosti účastníka trhu provozovatel soustavy zaregistruje jedno místo připojení jako dvě výrobní předávací místa, je – li v tomto místě dodávka i odběr elektřiny. Odpovědnost za odchylku lze pak přenést na dva různé SZ - za jedno předávací místo jsou předávány skutečné hodnoty dodávek elektřiny, za druhé předávací místo hodnoty odběru elektřiny.

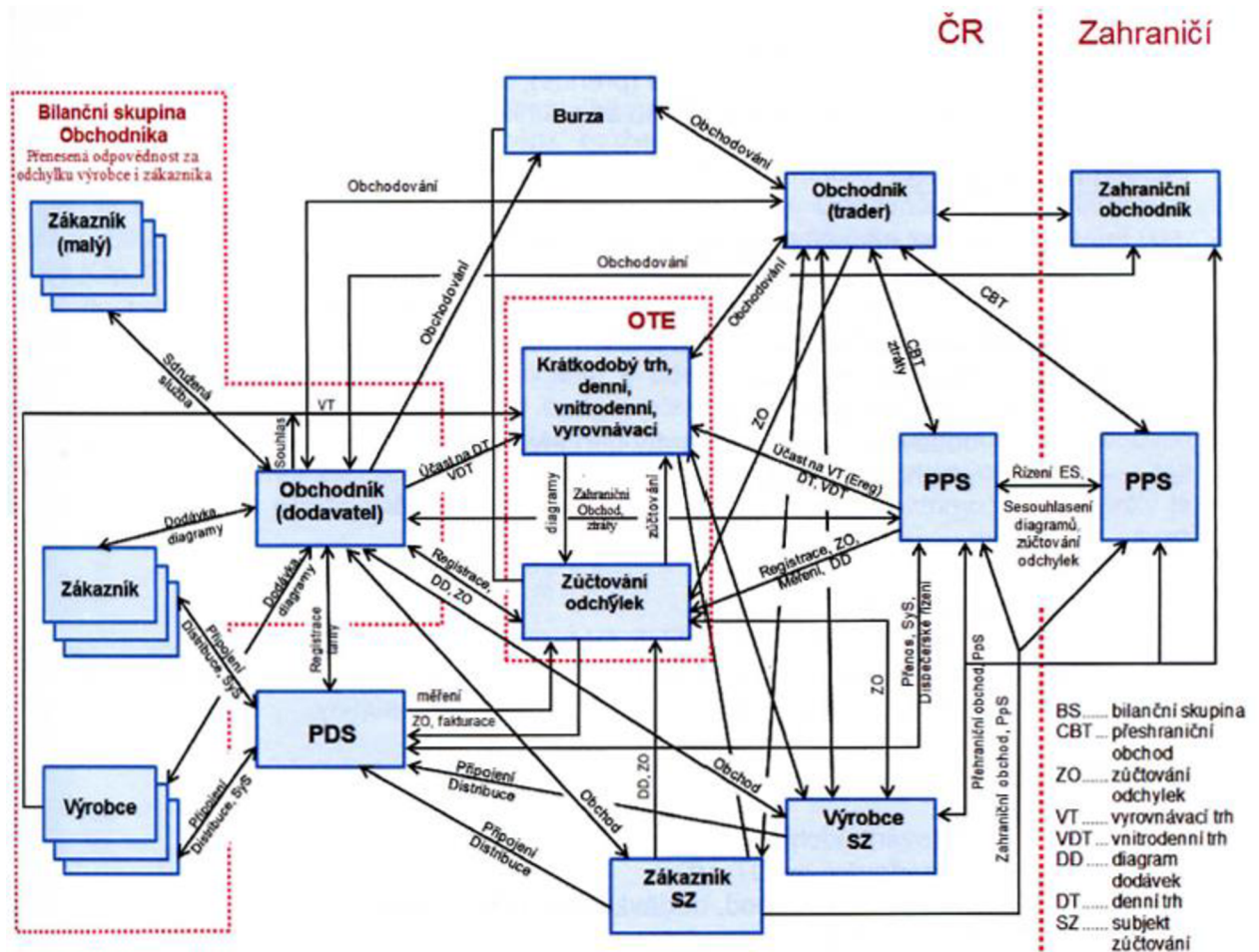
Pravidla trhu rozeznávají 3 základní typy smluv s přenesením odpovědnosti za odchylku:

- 1) smlouva o dodávce elektřiny *s převzetím závazku dodat* elektřinu do ES
- 2) smlouva o dodávce elektřiny *s převzetím závazku odebrat* elektřinu z ES
- 3) smlouva o dodávce elektřiny *dodavatelem poslední instance*

Veškeré smlouvy musí obsahovat přehled odběrných a předávacích míst, ke kterým se smlouvy vztahují.

Výjimečně se vyskytuje smlouva o dodání elektřiny *dle pevného diagramu*. Podmínkou pro tento druh smlouvy je opatření OPM měřením typu A nebo B. Tento typ smlouvy se většinou vyskytoval v oblasti teplárenství. Naopak velmi častá je smlouva o *sdrúžených službách* dodávek elektrické energie, která se vyskytuje na maloobchodním trhu.

Přesný přehled o vztazích mezi účastníky trhu s elektřinou je zobrazen na Obr. 2-2.



Obr. 2-2 Model vazeb na trhu s elektřinou [1]

Cena za systémovou odchylku by měla být taková, aby byla umožněna vhodná relace mezi průměrnou zúčtovací cenou systémové odchylky, protiodchylky a cenou silové elektřiny na trzích [1]. Tento vzájemný vztah by měl zabránovat soustavné a úmyslné odchylce objektů. Četnost výskytu kladných a záporných odchylek je dlouhodobě obdobná. Proto zúčtovací ceny jsou nastaveny tak, aby v dlouhodobém průměru byla cena za krátkou pozici v systému zúčtování vyšší než cena silové elektřiny na trhu (nevyplatí se elektřinu pouze prodat a nedodat) a cena za dlouhou pozici nižší než cena silové elektřiny (nevyplatí se elektřinu jen koupit a neodebrat). Správné nastavení zúčtovacích cen vede k symetrii mezi kladnou a zápornou regulační energií a k absenci trendové nebo cyklické složky systémové odchylky. Systémová odchylka obvykle vykazuje nárůst v minutách blízkých začátku obchodní hodiny, pokles uvnitř hodiny a opět nárůst ke konci obchodní hodiny. Tento jev je způsoben skoky mezi obchodními hodinami v obchodně sjednaných hodnotách a nemožností realizace skokových změn u výrobních zařízení.

2.1.2 Ministerstvo průmyslu a obchodu

Je odpovědné za zpracování státní energetické koncepce a fungování energetiky jako celku. Z dlouhodobého pohledu zodpovídá za zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek elektřiny. Stanovuje tedy takový zákonný rámec, aby byl dostupný dostatečný počet zdrojů pokrývající spotřebu, dostatek síťových kapacit a správně pracující tržní model. Vydává státní autorizace na výstavbu nových výroben elektrické energie dle požadavků uvedených v EZ. V případě předpokládaného nedostatku zdrojů má pravomoc vypsát veřejný tendr na postavení nových zdrojů.

Poněvadž energetika musí brát v potaz zákony Evropské unie, tak MPO dále odpovídá za implementaci těchto zákonů do české legislativy. Má rovněž informativní povinnosti vůči Evropské komisi (př. důvody zamítnutí žádosti o udělení státní autorizace, investiční projekty do energetiky,...)

2.1.3 Energetický regulační úřad

ERÚ představuje státní instituci, sídlící v Jihlavě, která plní veliký počet klíčových rolí pro úspěšný běh trhu s energiemi. V čele úřadu stojí předseda. Z vývoje legislativy je patrné, že pravomoci ERÚ jsou neustále posilovány na úkor MPO a SEI. Působnost úřadu se stále více rozšiřuje do více či méně provázaných oblastí (př. ochrana spotřebitele, ochrana hospodářské soutěže,..).

ERÚ má v popisu práce:

- Rozhodovat o udělení, změně nebo zrušení licence.
- Rozhodovat o uložení povinnosti dodávek nad rámec licence.
- Rozhodovat o regulaci cen dle cenového zákona. (Regulace cen je prováděna vydáváním cenových rozhodnutí uveřejněných v Energetickém regulačním věstníku.)
- Rozhodovat spory mezi držiteli licencí.
- Řešit spory iniciované zákazníky.
- Schvalovat pravidla provozování přenosové soustavy a distribučních soustav.
- Schvalovat obchodní podmínky OTE.
- Vydávat prováděcí vyhlášky k energetickému zákonu.
- Kontrolovat dodržování Energetického zákona a ukládat pokuty za jeho porušování.

Kromě výše uvedených činností se ERÚ snaží vybízet jednotlivé účastníky trhu k protržnímu jednání. Zaměstnanci ERÚ mají ze zákona právo k nahlížení do účetních a jiných dokladů držitelů licence a ke vstupu do objektů, ve kterých je provozována licencovaná činnost. V důsledku tohoto práva ale mají zaměstnanci povinnost dodržovat striktní mlčenlivost o získaných údajích a skutečnostech.

2.1.4 Státní energetická inspekce

Spadá pod MPO a koná činnost kontrolní a sankční. Kontroluje plnění zákona o podpoře obnovitelných zdrojů a zákona o hospodaření s energií (406/2000 Sb.). Při podezření z porušování zákona provádí šetření a uděluje pokuty za jeho neplnění.

2.1.5 Subjekt zúčtování

Za subjekt zúčtování je považován takový účastník trhu s elektrickou energií, který má právo k přístupu k sítím, a který je odpovědný za odchylky sjednané a naměřené energie. Náleží mu právo přístupu na organizované trhy, k přeshraničním operacím a k neomezeným transakcím s ostatními SZ (do výše jeho finančního zajištění u OTE). Účastník trhu se SZ stává uzavřením smlouvy s Operátorem trhu o zúčtování odchylek. OTE poté na základě této smlouvy vykonává vyhodnocení, zúčtování a vypořádání jeho odchylek. Odchylky SZ se vyhodnocují v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo.

Jednorázová cena za registraci subjektu zúčtování je 100 000 Kč [3].

2.1.6 Registrovaný účastník

Tímto pojmem je chápán účastník trhu, který je zaregistrován pod svým jedinečným registračním číslem v IS OTE (certifikát OTE) a kódem EAN a má pouze právo přístupu k sítím. RÚT není povinen složit operátorovi trhu finanční zajištění svých dodávek (až desítky milionů Kč), nenese odpovědnost za odchylku a nemůže se účastnit obchodování na organizovaném krátkodobém trhu. K 23. 5. 2013 bylo zaregistrováno 25 376 účastníků trhu [2].

2.1.7 Operátor trhu s elektřinou

OTE můžeme označit za nepostradatelnou tržní instituci umožňující fungování trhu. V některých zemích není tento úřad samostatný a jeho role spadá přímo pod Provozovatele přenosové soustavy. OTE se zabývá nejen problematikou elektřiny, ale věnuje se také oblasti plynu. Oblast plynu ale nebude věnována větší pozornost. Základními funkcemi OTE jsou:

- Registrace účastníků trhu.
- Registrace a zpracování jejich obchodních diagramů.
- Na základě vyhodnocení odchylek zajistit zúčtování a vypořádání odchylek velkoobchodních účastníků trhu (SZ), které jsou povinny je uhradit.
- Organizace krátkodobého trhu s elektřinou a krátkodobého trhu s plynem (dáno zákonem).
- Ve spolupráci s PPS organizovat vyrovnávací trh s regulační energií.

Obchodní diagramy OTE agreguje v D-1, dále vykonává sběr měřených hodnot z přenosové soustavy a distribučních soustav, zpracovává typové denní diagramy v D+1 a zpracovává údaje o dodané regulační energii. Další činností je zpracování bilance nabídek a poptávek na dodávku a odběr elektřiny, informování PPS a PDS o neplnění platebních povinností účastníků trhu a subjektů zúčtování vůči operátorovi trhu, zpracování a zveřejňování měsíční a roční zprávy o trhu s elektřinou v České republice, zpracování podkladů pro návrh Pravidel trhu s elektřinou, v případech podle § 12a energetického zákona oznamování dodavateli poslední instance odběrná místa zákazníků včetně jejich registračních čísel. V neposlední řadě zpracovává taktéž dlouhodobé výhledy nabídky a poptávky po elektrické energii a poskytuje potřebné informace ostatním účastníkům trhu.

K zajištění výše uvedených činností OTE provozuje centrální datový sklad dodávek a odběrů elektřiny.

2.1.8 Provozovatel přenosové soustavy

V České Republice existuje dle zákona č. 458/2000 Sb. jenom jedna licence na přenos elektřiny. Vlastní ji státní společnost ČEPS, a.s. Má povinnost být v mezinárodní asociaci provozovatelů soustav ENTSO – E.

Základní činnosti PPS tvoří [4]:

- Zajištění **spolehlivého provozování a rozvoje** přenosové soustavy.
- Zajišťování **systémových služeb**
 - udržování rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektrické energie v reálném čase;
 - udržování kvality elektřiny;

Kvalitou se rozumí parametry frekvence a napětí, definované Kodexem Přenosové sítě. Spolehlivost dodávky je nepřerušenosť dodávky v odběrných místech.

- obnovení provozu;
- dispečerské řízení;

Dispečerské řízení obsahuje přípravu elektrizační soustavy a operativní řízení provozu ES a hodnocení jejího provozu.

K zajišťování systémových služeb slouží podpůrné služby (PpS). Jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. PpS umožňují korigovat diference mezi odběrem a výrobou, a to změnami spotřeby či výkonu výroby. Více o PpS v kapitole 5.

Systémové služby jsou placeny jako součást ceny za elektřinu všemi uživateli těchto služeb. Peníze za systémové služby jsou prostřednictvím PDS a výrobců vyplaceny společnosti ČEPS, jakožto provozovateli přenosové soustavy. Cena za systémové služby je každoročně stanovena Energetickým regulačním úřadem. SyS více rozebírá kapitola 4.2.3.

- **Přeshraniční přenos** a koordinace spolupráce se zahraničními přenosovými soustavami – export, import a tranzit elektrické energie.

Mezi další aktivity patří řízení toků v PS, provozování centrálního energetického dispečinku, připojování do přenosové soustavy, obchodní měření na přeshraničních vedeních, v místech připojení výroben a distribučních sítí a předávání měřených dat operátorovi trhu, dispečerské měření u velkých zdrojů a zdrojů poskytujících podpůrné služby. Dále organizuje trh s podpůrnými službami a zajišťuje vyrovnání odchylek.

Spolu se sousedními TSO provozuje společné aukční kanceláře a poskytuje účastníkům trhu potřebné provozní a tržní informace v rámci tzv. market transparency.

2.1.9 Provozovatel distribuční soustavy

Za provozovatele distribuční soustavy je považována společnost, která je držitelem licence na distribuci elektřiny a navazuje na činnost PPS. Distribuční soustavy se člení na:

- regionální distribuční soustavy (velké; přímo připojené do přenosové soustavy)
- lokální (menší; připojené do regionální distribuční soustavy)

PDS distribuuje elektřinu z přenosové soustavy nebo ze zdrojů zapojených do distribuční soustavy ke koncovým spotřebitelům na napěťové hladině 110 kV a nižších hladinách. Distribuční soustava obsahuje také řídicí, zabezpečovací, ochranné a informační systémy.

Úkolem PDS je zabezpečovat spolehlivý provoz soustavy, její rozvoj, řídit toky a provozovat technický dispečink, který pracuje ve spolupráci s dispečinkem přenosové soustavy. Dále PDS zajišťuje měření v soustavě a předávání dat operátorovi trhu, poskytování připojení do sítě výrobcům, kteří splnili podmínky připojitelnosti.

2.1.10 Obchodník

Obchodník s elektrickou energií je fyzická nebo právnická osoba vlastníci licenci na obchod s elektřinou a nakupuje elektřinu za účelem jejího prodeje. V současné době registrujeme 353 licencí na obchod s elektřinou. Obchodníci se dělí podle svého zaměření na:

- čisté obchodníky (trader) – obchodují pouze velkoobchodně
- ty, kteří dodávají konečným zákazníkům – obchodují maloobchodně

Status obchodníka dává právo na:

- přístup k síti
- přístup na trh za daných podmínek
- nákup a prodej elektřiny

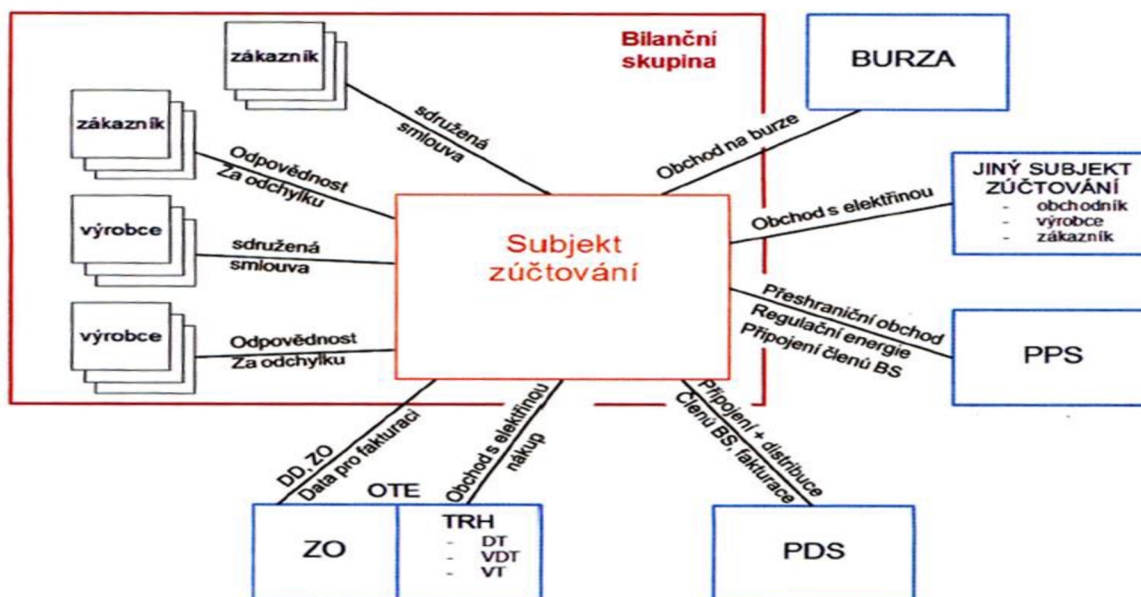
- získávání informací

Pozice obchodníka přináší řadu povinností vůči:

- OTE – registrace, zúčtování a předávání dat
- provozovatelům soustav – poskytovat informace pro přípravu provozu, dodržovat pokyny technických dispečinků
- konečným zákazníkům – poskytování informací

Tvoří tzv. bilanční skupinu, která je brána jako základní dodavatelská jednotka trhu s elektřinou a vstupuje na velkoobchodní trh. Jako bilanční skupinu chápeme skupinu zákazníků, resp. výrobců, kteří přenášejí svoji odpovědnost za odchylku na daného dodavatele, od kterého odebírají, resp. dodávají svoji elektřinu. Snahou skupiny je zajistit co nejpřesnější dodržení celkového diagramu a minimalizovat tak svoji odchylku. Princip bilanční skupiny je znázorněn na Obr. 2-3.

Definice: soubor měřicích míst, za která daný SZ převzal odpovědnost za odchylku



Obr. 2-3 Princip bilanční skupiny[1]

2.1.11 Výrobce

Výrobce je držitelem licence na výrobu. Licence je poskytnuta ERÚ na konkrétní výrobní jednotku po její kolaudaci a připojení do sítě. Licence je vydána dobu životnosti zařízení (popřípadě na dobu pronájmu, nejedná-li se o vlastní zařízení).

Výrobce má nárok na:

- připojení do sítě a přepravu elektřiny
- prodej své elektřiny
- dodávání PpS (pouze v případě dodržení technických podmínek)

Škála povinností výrobce je značně rozsáhlá, a to zvláště vůči provozovateli soustavy, do které je připojeno jeho výrobní zařízení (podmínky připojení, technické podmínky výroby, poskytování dat pro přípravu provozu). Svá data musí výrobce rovněž poskytnout OTE.

Stavbu nového výrobního zařízení musí schválit MPO, které vydá státní souhlas (autorizaci).

Některé role účastníků trhu se mohou kombinovat (př. výrobce je zároveň RÚT). Naopak kumulování některých rolí je ze zákona zakázané (př. PDS zajišťuje obchod se systémovými a podpůrnými službami, ale nesmí se účastnit dalších obchodních činností, a proto nemůže být držitelem jiné licence).

3 OBCHOD S ELEKTRINOU

Při obchodování s elektrinou rozlišujeme několik typů trhů. Můžeme je dělit podle místa obchodování na:

- obchodování na burze
- neorganizované trhy
- velkoobchodní trh
- maloobchodní trh

Další dělení je podle délky a charakteru dodávek:

- Trh s dlouhodobými produkty
- Krátkodobý trh
- Trh s regulační energií

3.1 Velkoobchodní trh

Na velkoobchodním trhu se uskutečňují transakce mezi jednotlivými subjekty na trhu za účelem zabezpečení dalších obchodních transakcí, tzn. VOT není prvotně určen pro koncového spotřebitele. Obchodní transakce probíhají mezi výrobcí a obchodníky nebo mezi obchodníky samotnými. Každý z účastníků trhu se snaží být v kontaktu s co nejvíce obchodními partnery, aby mohl optimalizovat svoji obchodní pozici. Role prodávajícího a kupujícího se často mění. Všechny subjekty na VOT jsou subjekty zúčtování, pracují v režimu vlastní odpovědnosti za odchylku a mají tudíž uzavřenou smlouvu o zúčtování s operátorem trhu. Součástí smlouvy není zajištění přenosu, distribuce, systémových služeb a pochopitelně ani přenesení odpovědnosti za odchylku.

V obchodech na tomto druhu trhu platí, že obě strany jsou povinny zaplatit za všechny dodávky, i když nedojde k jejich reálné realizaci. Průvodním znakem velkoobchodu je smlouva, ve které má své závazky, jak dodavatel, tak i odběratel, který se předem zavazuje k převzetí a zaplacení stanoveného objemu elektřiny v určitém termínu. Tento závazek bývá ručen dohodnutou formou záruk.

Velkoobchodní ceny nejsou regulovány, jsou vždy nižší než maloobchodní ceny a mění se v reálném čase.

3.2 Maloobchodní trh

Maloobchod zajišťuje dodávku elektřiny ke koncovému spotřebiteli. Může se jednat o transakci mezi výrobcí a koncovými spotřebiteli, obchodníky a koncovými spotřebiteli nebo mezi dvěma obchodníky, ze kterých se jeden specializuje na dodání elektřiny koncovým spotřebitelům. Role kupujícího a prodávajícího bývá neměnná.

Až na smlouvu o dodávce elektřiny mezi SZ jsou dle Pravidel trhu [5] veškeré smlouvy smlouvami, jejichž součástí je přenesení odpovědnosti za odchylku. Znamená to, že subjekty vyskytující se na MOT jsou RÚT, ale jen jeden z nich, který má vazby na VOT, je subjektem zúčtování. Ostatní účastníci maloobchodního trhu jsou v režimu přenesené odpovědnosti za odchylku. Přenesení odpovědnosti za odchylku je součástí typické smlouvy pro MOT – smlouva o sdružených službách dodávky elektřiny. Tato smlouva dále hovoří o zajištění přenosu, distribuce a systémových služeb, které pro koncového spotřebitele zpracovává obchodník u příslušného distributora.

Subjekty na MOT mohou změnit svého dodavatele či odběratele pouze v zákonech stanovených termínech.

Maloobchodní cena obsahuje neregulované, státem regulované položky a ekologickou daň. Ceny bývají stanoveny na jeden rok, tedy na standardní délku období dodávek.

3.3 Trh s dlouhodobými produkty

Na tomto trhu se obchodují obvykle standardizované produkty mezi subjekty zúčtování. Dodávky na základě diagramů nejsou časté. Obchody nejsou časově omezeny, ale z důvodu obtížné predikce cen se nevyskytují transakce na déle než dva roky. Velký význam pro zvážení rozhodnutí o uzavření tohoto typu obchodu má finanční zajištění obchodníka (uzavřením obchodu dojde ke zmrazení značné finanční hotovosti) a ukazatel MtM.

Nejtypičtější používaný standard obchodování je EFET.

3.4 Krátkodobý trh

Krátkodobý trh je trh, který je organizován operátorem trhu. Dle Pravidel trhu [5] právo na vstup mají pouze subjekty zúčtování. Nemůže se ho tedy účastnit žádný RÚT. Veškeré obchody na organizovaném krátkodobém trhu jsou vůči sobě anonymní. Místem předání obchodované elektrické energie je elektrizační soustava ČR nebo zahraniční elektrizační soustava, která se podílí na organizování společného krátkodobého trhu pro tržní oblast ČR a zahraniční tržní oblasti.

Podle délky typu charakteru dodávek rozlišujeme na krátkodobém trhu Blokový trh, Denní trh a Vnitrodenní trh.

3.4.1 Blokový trh

Obchodují se zde dodávky s krátkodobými kontrakty v tzv. blocích. Minimální obchodovatelná úroveň je 1 MW v hodinách časového období bloku.

Nabídky a poptávky na blokový trh je možné nejdříve 30 dní před obchodním dnem. Ukončení obchodování je ve 13:00 hodin před dnem dodávky. Sjednání dodávky/odběru elektřiny probíhá spojením poptávky s nabídkou. Protistranou obchodu, tzn. i finančního vypořádání je OTE. Po uzavření obchodu se realizuje fyzická dodávka produktu a finanční vypořádání.

3.4.2 Denní trh

Často bývá označován jako *spotový trh*. Jedná se o trh dodávek organizovaný v den před dnem dodávky. Od roku 2009 je organizován jediný spotový trh (v roce 2008 provozovala spotový trh, také Energetická burza Praha) společně operátorem trhu a organizátorem denního trhu s elektřinou v okolní tržní oblasti. DT je uspořádán jako aukce na základě přijatých nabídek a poptávek elektrické energie na 24 obchodních hodin následujícího dne. Nabídky a poptávky jsou podávány v eurech. Dle obdržných nabídek a poptávek jsou pro jednotlivé obchodní hodiny stanoveny výsledky denního trhu v rozdělení:

- výsledný přenos elektřiny do/z zahraničí v případě propojení tržní oblasti ČR a okolní tržní oblasti
- výsledná dosažená cena elektřiny na denním trhu
- zobchodované množství elektřiny

Finanční vypořádání obchodů je uskutečněno následující pracovní den po dni dodávky standardním způsobem sjednaným ve smlouvě.

V roce 2012 se uskutečnily na blokovém trhu obchody v rekordním ročním objemu 12 160 GWh [6]. Jedná se o meziroční nárůst vůči roku 2011 o 21,5%, kdy účastníci obchodování uzavřeli obchody o objemu 10 014 GWh. Tento objem představuje přibližně 20 procent národní netto spotřeby. Průměrná cena obchodů uzavřených v roce 2012 činila 42,38 EUR/MWh.

V roce 2012 byla na spotovém trhu zavedena záporná cena a 11. září 2012 byl česko – slovenský denní trh rozšířen o maďarský denní trh.

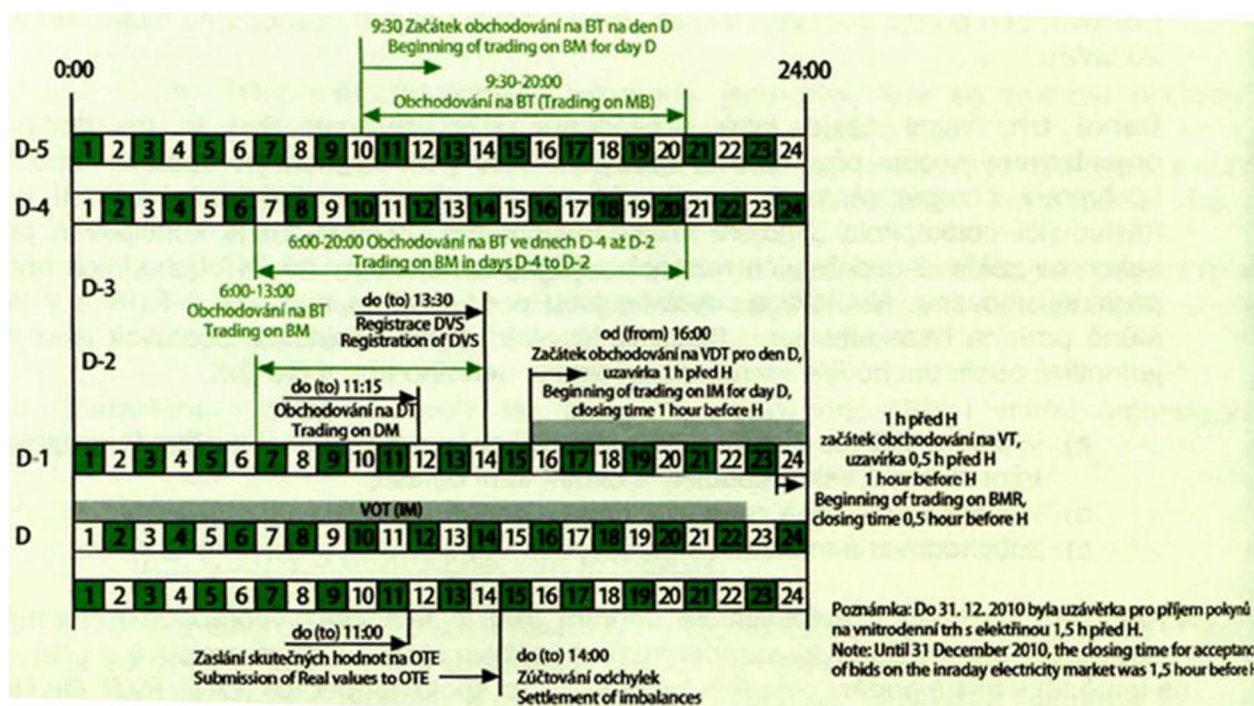
3.4.3 Vnitrodenní trh

Vnitrodenní trh představuje obchodní prostředí, ve kterém mohou obchodníci aktuálně vyrovnávat svou obchodní pozici v době velmi blízké hodině dodávky. Řeší se zde operativně svůj přebytek či nedostatek elektrické energie a pomáhají k idealizaci chodu elektrizační soustavy.

Je organizován OTE pro jednotlivé hodiny uvnitř obchodního dne. Trh pro daný obchodní den pro všechny jednotlivé hodiny je otevřen od 15 hodin předcházejícího obchodního dne. Vnitrodenní trh je postupně uzavírán pro jednotlivé hodiny. Doba uzavření nabídek a poptávek je 1 hodina před danou obchodní hodinou. Vypořádání obchodů uzavřených na vnitrodenním trhu je zahrnuto operátorem do vyhodnocení a zúčtování odchylek.

Význam tohoto trhu výrazně stoupl s velkým množstvím instalovaných obnovitelných zdrojů elektrické energie, u nichž je obtížné přesně předpovědět jejich provoz. V roce 2012 dosáhl objem obchodů na VDT hodnoty 328 GWh [7], což je výrazný nárůst oproti předchozím letům.

Časové uspořádání jednotlivých krátkodobých trhů ukazuje Obr. 3-1.



Obr. 3-1 Časové uspořádání trhu s elektřinou [1]

3.5 Trh s regulační energií

Smyslem tohoto trhu je bilanční řešení nerovnováhy elektřiny v ES. Iniciátorem trhu a zároveň jedinou protistranou je provozovatel přenosové soustavy (ČEPS). Regulační energie může být:

- **Elektřina nakoupená na vyrovnávacím trhu**

Vyrovňovací trh je organizován operátorem trhu. Poptávající/nabízející stranou je provozovatel přenosové soustavy s cílem zajistit regulační energii na vyrovnání systémové odchylky. Vyrovnávacího trhu se může účastnit i RÚT, ale musí mít smlouvu o přístupu na vyrovnávací trh s OTE a souhlas subjektu zúčtování, který převzal za něj odchylku.

- **Elektřina nakoupená ze zahraničí**

Elektřina ze zahraničí je vždy zprostředkovávána společností ČEPS. Je využívána pouze v případě, že není zajištěn dostatek PpS. Vypořádání dodávek elektřiny ze zahraničí zahrnuje operátor trhu do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek u daného subjektu zúčtování.

Obchodování s regulační energií je více popsáno v kapitole 5.4.1.

3.6 Obchodování na burze

Obchodování na burze patří mezi organizovaná tržní místa. Burzovní obchodování netřídí jednotlivé účastníky podle žádných kritérií. Pro všechny účastníky obchodování platí stejná pravidla stanovená burzou. Obchodů na burze se může zúčastnit každá právnická nebo fyzická osoba, která splní burzou nastavené podmínky. Podmínky se týkají administrativy a především způsobu nastavení mechanismu finančního vypořádání. Obvykle je vyžadována bankovní garance ze strany účastníka vůči burze nebo uzavření smlouvy s třetí stranou (většinou bankou) poskytující služby vypořádání obchodů. Předem stanovené standardy musí účastníci burzy dodržovat i během obchodování. Garance obchodování a vypořádání uzavřených obchodů patří mezi velké výhody burzovního obchodování.

Burzovní platformy jsou obvykle rozděleny na spotový trh a termínový trh. V ČR existují dvě burzovní platformy:

- Spotový trh – organizovaný společností OTE, a.s.
- Termínový trh – organizovaný PXE (Power Exchange Central Europe)

OTE a PXE navzájem úzce spolupracují. Pražská burza umožňuje vstup na spotovou platformu OTE prostřednictvím terminálu PXE. Takto uzavřené transakce jsou vypořádány přes vypořádací centrum PXE.

3.6.1 Spotové trhy

Spotový trh je základním trhem s elektrickou energií, který je blízký reálné dodávce energie. Na spotovém trhu je vytvářena cena energie a správně pracující spotový trh by měl zajistit hospodárné rozložení výroby v ES. Tento trh slouží k dorovnání bilance elektřiny u nakupujícího.

Obchoduje se zde energie na jeden den dopředu, v případě pátku na několik dní dopředu. Základními produkty jsou hodinové produkty, denní pásmo a denní dodávka ve špičce. Obchodování obvykle probíhá formou aukčních mechanismů u hodinových produktů a formou kontinuálního obchodování u denních produktů. Vypořádání obchodů probíhá na denní bázi.

3.6.2 Termínové trhy

Obchodují se zde produkty s delší délkou dodávky (měsíc, kvartál, rok) - a to na více těchto období dopředu. Cílem termínových trhů je zabezpečení cen budoucích dodávek elektřiny. Přínos termínových obchodů lze spatřovat v eliminaci rizika výrazné změny spotové ceny. Dalším důvodem obchodu na této platformě může být spekulativní chování.

Dle diagramu dodávky rozlišujeme dva základní produkty:

- *dodávka v základním zatížení* - „base load“, představuje dodávku o konstantním výkonu po celou dobu trvání kontraktu.

- *dobavka ve špičce* – „peak load“, dobavka o konstantním výkonu uskutečněná od pondělí do pátku vždy v období od 8:00 do 20:00 hodin.

Dále na těchto trzích reflektujeme pojmy *produkty s fyzickou dobavkou* a *produkty s finančním vypořádáním*.

3.6.2.1 Produkty s fyzickou dobavkou

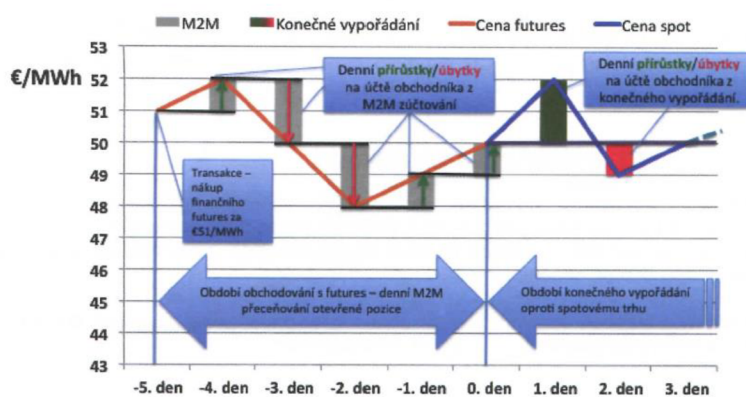
Svým charakterem jsou identické k produktům, které jsou obchodovány na bilaterální bázi. V době dobavky obchodníci dobavají burze, resp. odebírají z burzy fyzickou elektřinu. Za dobavku je zapláceno ihned následující den po dobání. Obvykle se tyto produkty vyskytují na méně likvidních trzích, kde není možné uskutečnit produkty s finančním uspořádáním.

3.6.2.2 Produkty s finančním vypořádáním („futures“) [1]

Tyto produkty jsou představitelé nejsložitějších a zároveň nejflexibilnějších produktů, se kterými lze obchodovat. Účelem obchodování těchto produktů je zajištění ceny elektrické energie, cílem není zajištění fyzické dobavky. Fyzická dobavka může, ale nemusí být realizována skrze spotový trh.

Princip produktu spočívá v uzavření transakce prostřednictvím burzy mezi nakupujícím a prodávajícím. Obě dvě strany mají po celou dobu dobavkového období garantovanou cenu, za kterou byl obchod uzavřen. Jak prodávající, tak kupující mají možnost prodat/ nakoupit elektřinu na spotovém trhu za garantovanou cenu. Prakticky dochází mezi prodávajícím a kupujícím k vyrovnávání cenových rozdílů mezi spotovou cenou a cenou dohodnutou v kontraktu v hodinách. Vypořádání transakce probíhá na denní bázi po celou dobu uzavřeného kontraktu. Po dobu kontraktu se provádí denní přecenění kontraktu (tzv. Market – to Market). V okamžiku „dobavky“ při konečném finančním vypořádání dojde k porovnání závěrečné ceny celého kontraktu a cenou na spotovém trhu. Princip je vysvětlen na Obr. 3-2.

Princip vypořádání finančního futures, které si obchodník koupil 5 dní před začátkem období konečného vypořádání („dobavkovým obdobím“).



Obr. 3-2 Princip vypořádání finančního futures[1]

4 TVORBA CENY ELEKTRINY

Cenu elektřiny pro koncové zákazníky tvoří dvě základní složky a daně:

- neregulovaná složka
- regulovaná složka

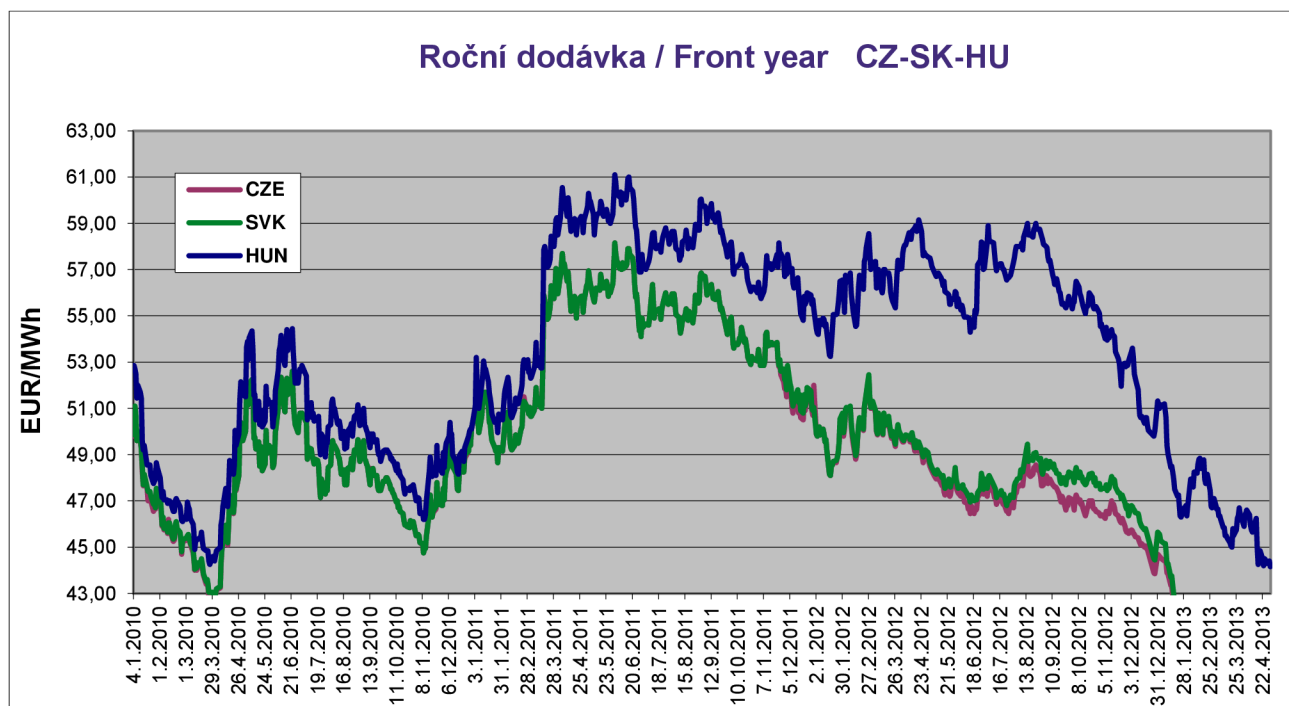
4.1 Neregulovaná složka ceny elektřiny

Neregulovaná složka ceny elektřiny je tvořena složkou stálou a nestálou. Stálá složka zahrnuje *stálý plat za odběrné místo* – pravidelná měsíční platba, která vyjadřuje administrativní náklady spojené s daným konkrétním odběrovým místem.

Nestálá složka sestává *cenu za silovou elektřinu* ve vysokém nebo nízkém tarifu. Tato složka tvoří největší část v celkové ceně elektřiny. Dle napěťové hladiny se její hodnota pohybuje v rozmezí 55 – 65% z celkové platby za elektřinu. Obsahuje platbu za odebrané množství elektřiny v MWh.

Cena za silovou elektřinu je utvářena na energetických trzích a burzách. Vývoj cen na německé burze je klíčový pro vývoj cen na ostatních regionálních burzách (tedy i PXE). Ostatní burzy kopírují trend cen na EEX. Důvodem je, že Německo má nejvýznamnější pozici v průmyslu v tomto regionu. Až do roku 2007 byly ceny na české burze výrazně nižší než průměr ostatních burz. V roce 2007 ale došlo k problémům v polské soustavě, která nemohla exportovat elektřinu do východní části Německa, a navíc došlo v tomto roce k odstavení dvou bloků v jaderné elektrárně Jaslovské Bohunice. Důsledkem výpadku tak velkého množství zdrojů bylo vymizení přetlaku výrobních kapacit. V České republice jakožto exportéru elektřiny došlo k navýšení cen za silovou elektřinu. Nyní se cena na PXE pohybuje 1-2 eura pod cenou EEX. Tento malý rozdíl je způsoben mírným přetlakem výrobních zdrojů na našem území.

Vývoj cen silové elektřiny od roku 2010 v České republice, na Slovensku a v Maďarsku je vyobrazen na Obr. 4-1.



Obr. 4-1 Vývoj cen silové elektřiny v letech 2010 - 2013 [8]

4.2 Regulovaná složka ceny elektřiny

Regulovaná cena elektřiny obsahuje:

- plat za příkon
- cena za distribuované množství elektřiny
- systémové služby
- činnost zúčtování OTE
- podpora výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ

Hodnoty regulovaných složek elektřiny zveřejňuje ERÚ nejpozději do 30. listopadu kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok, a to s účinností od 1. ledna regulovaného roku.

4.2.1 Plat za příkon

Měsíční plat za příkon představuje částku, která je úměrná jmenovité proudové hodnotě hlavního jističe před elektroměrem a je nezávislá na množství odebrané elektrické energie. Dá se říci, že je to platba za prostor, který je rezervován danému odběrnému místu.

Měsíční platba za příkon je udávána jako součin jednotkové ceny za 1 A a jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem. Každá změna jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe je považována za změnu sazby a musí dojít ke změně smlouvy. Pro odběratele kategorie C se jedná o jističe s jmenovitou hodnotou proudu nad 3 x 160 A a 1 x 25 A. Pro odběratele kategorie D se jedná o jističe s jmenovitou hodnotou proudu nad 3 x 63 A a 1 x 25 A.

4.2.2 Cena za distribuované množství elektřiny

Cena za distribuované množství elektřiny je dána zvoleným přenosovým a distribučním tarifem daného odběrového místa a množstvím odebrané elektřiny. Ceny přenosových a distribučních tarifů jsou každoročně definovány ERÚ v cenovém rozhodnutí.

Tarif za přenos, který platí zákazník, provozovatel distribuční soustavy nebo výrobce druhé kategorie, jejich zařízení jsou připojena přímo do přenosové soustavy je složen z ceny za rezervaci kapacity přenosových zařízení PPS stanovené v Kč/MW/měsíc a ceny v Kč/MWh za použití sítí PS ke každé MWh dodané skrze zařízení provozovatele přenosové soustavy. Cena za uvedenou rezervovanou kapacitu je účtována jako maximální hodnota čtvrt hodinového elektrického výkonu, kterou smí účastník trhu s elektřinou odebrat v jednom odběrném místě. Při překročení rezervovaného příkonu je placena pevná cena, která odpovídá čtyřnásobku pevné ceny za rezervovanou kapacitu. Překročení je vyhodnocováno provozovatelem přenosové soustavy a je vztaženo k nejvyšší hodnotě překročení sjednaného rezervovaného příkonu.

4.2.2.1 Distribuce na napěťové hladině VVN a VN

Tarif za distribuci na napěťové hladině VVN a VN, který je placen zákazníkem, provozovatelem distribuční soustavy nebo výrobcem druhé kategorie připojených do distribuční soustavy se skládá z ceny za roční nebo měsíční rezervovanou kapacitu (v Kč/MW/měsíc) a z ceny za použití sítí (v Kč/MWh).

Pro zákazníky na těchto napěťových hladinách je typické měření typu A nebo B, které poskytuje dodavateli přesné informace o odběrovém diagramu zákazníka. Zákazníci mají distribuční sazbu příslušnou pouze na základě napěťové hladiny, na kterou jsou připojeni. Finální podoba dohody mezi odběratelem a dodavatelem je výsledkem individuálních jednání. Cílem dohody je co nejvíce pokrýt diagram zákazníka. Přestože neexistují žádné distribuční sazby jak u odběratelů na hladině, tak se dají jednotlivé produkty rozdělit do produktových řad. Produktové řady lze pro svoji podobnost rozdělit dle:

- *velikosti odběru* – velikost odběru tvoří klíčovou položku při nabídce na dodávku elektřiny. Odběratelé se spotřebou 25 GWh/rok a výše mívají výhradně individuální přístup.
- *počtu tarifních pásem* – zákazníkům je nabízen jedno – tarif (jedna cena platná ve všech hodinách), dvou – tarif (vysoký tarif pro dobrou špičku, nízký tarif pro odběr mimo špičku) a tři - tarif (cena ve špičce, mimo špičku a o víkendu a v noci).
- *rovnoměrnosti odběru a sjednání odběrového diagramu* – Zákazník, který bude mít pravidelný rovnoměrný odběr (blízký hodnotě „base“) bez velkých výkyvů, může očekávat výhodnější ceny.
- *sezónnosti* – tato produktová řada bere v potaz, že elektřina je v různých obdobích roku k dostání za rozličnou cenu (v zimě bývá dražší, v létě levnější).
- *fixace ceny* – Cena je navázána na pohyb cen na trzích s elektřinou.
- *postupného nákupu* – zde je typické, že zákazník uzavře s dodavatelem smlouvu o dodávce elektřiny a cena za dodávku je sjednávána postupně v daném kalendářním roce. Cena poté kopíruje pohyb cen na trzích s elektřinou.

4.2.2.2 Distribuce na napěťové hladině NN

Pro odběratele na hladině nízkého napětí je typické neprůběhové měření typu C. Patří sem domácnosti a podnikatelský malooběr.

Cena za distribuci na hladině NN je tvořena měsíčním platem za příkon podle jmenovité proudové hodnoty jističe (popsáno v 4.2.1) a z platu za distribuované množství elektřiny v Kč/MWh.

Zákazníci odebírající elektřinu z hladiny NN si mohou vybírat z nabízených sazeb, pokud splňují podmínky pro jejich přiznání (podmínky pro přiznání sazby jsou stanoveny cenovým rozhodnutím ERÚ). Tyto sazby jsou rozděleny pro domácnosti „D“ a pro malooběratele „C“. Ke každé sazbě je přiřazen typový diagram.

Pro měření a účtování distribuovaného množství elektřiny se rozlišují dvě tarifní časová pásma. Pásmo platnosti nízkého tarifu stanoví distributor pro určité časové pásmo o minimální délce uvedené v podmínkách příslušné sazby. Při nízkém tarifu je cena za distribuci elektřiny nižší. Vysoký tarif platí po celou dobu, po kterou není definován nízký tarif.

Distribuční sazby pro domácnost „D“ [9]:

- D01d – má pouze vysoký tarif po celých 24 hodin denně, vhodný pro malé odběry (chaty, menší domácnosti),
- D02d – stejný jak pro předchozí tarif, vhodný pro běžné domácnosti.

Tyto sazby lze dle spotřeby zaměňovat bez dalších technických požadavků.

- D25d a D26d – dvoutarifová sazba. Nízký tarif platí po dobu 8 hodin. Sazby jsou určeny pro místa, ve kterých se významná část spotřeby energie využije při akumulacím vytápění nebo akumulacím ohřevu vody. V odběrném místě musí být řádně nainstalovaný elektrický akumulacní spotřebič a zákazník musí zajistit blokování akumulacního spotřebiče při vysokém tarifu. Sazba D25d je vhodnější pro menší odběry.
- D35d – dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 16 hodin. Vhodná pro odběrná místa, ve kterých se významná část elektřiny využívá pro kombinované hybridní vytápění nebo ohřev vody.
- D45d - dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 20 hodin. Zákazník vytápí objekt elektrickými spotřebiči.
- D55d, D56d - dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 22 hodin. Zákazník má pro vytápění nainstalováno tepelné čerpadlo.

- D61d – víkendový tarif. Nízký tarif má platnost během víkendu. Vhodný pro zákazníky s rekreačními zařízeními (př. chaty)

Distribuční sazby pro podnikatelský maloobchěr „C“ [1]:

- C01d, C02d, C03d – má pouze vysoký tarif po celých 24 hodin denně, zákazník má běžné spotřebiče, sazby odstupňovány dle spotřeby,
 - C25d a C26d – dvoutarifová sazba. Nízký tarif platí po dobu 8 hodin. Sazby jsou určeny pro místa, ve kterých se významná část spotřeby energie využije při akumulacím vytápění nebo akumulacím ohřevu vody. U sazby C26d musí součtový instalovaný příkon akumulacích spotřebičů představovat nejméně 55 % příkonu.
 - C35d – dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 16 hodin. Vhodná pro odběrná místa, ve kterých se nachází hybridní spotřebič.
 - C45d - dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 20 hodin. Zákazník vytápí objekt elektrickými spotřebiči (přímotopy).
 - C55d, C56d - dvoutarifová sazba s dobou platnosti trvání nízkého tarifu po dobu 22 hodin. Zákazník má pro vytápění nainstalováno tepelné čerpadlo.
 - C60d, C61d – neměřené odběry. Pro případy kdy je odběr velmi malý a nelze technicky zajistit měření (př. hlásiče, sirény).
 - C62d – veřejné osvětlení.

Každý dodavatel má příslušnou tarifní sazbu nazvanou svým obchodním názvem. Produktové řady dodavatelů nejsou tvořeny dle druhu a velikosti spotřeby, to už zajistily distribuční tarify, ale jsou tříděny podle dalších nabízených služeb.

Složky měsíční plat za příkon a cena za distribuované množství elektřiny slouží ke krytí nákladů na ztráty v distribuci elektřiny, na náklady spojené s měřením spotřeby a na udržování a rozvoj distribuční soustavy. Obě položky jsou určeny ERÚ na základě povolených nákladů, odpisů a přiměřeného zisku.

4.2.3 Systémové služby

Složka systémové služby slouží ke krytí všech uznatelných nákladů provozovatele přenosové sítě, tedy společnosti ČEPS, a. s., která provádí regulaci výroby a spotřeby v ES tak, aby v každém okamžiku výroba odpovídala okamžité potřebě a byla dodržena potřebná kvalita elektřiny. Pro tento účel nakupuje u jednotlivých poskytovatelů podpůrné služby.

Mimo to slouží tato platba rovněž ke krytí nákladů na ztráty v přenosové soustavě a na udržování a obnovu PS. Výše úhrady plateb za poskytování systémových služeb je určena součinem odběru elektřiny účastníka trhu s elektřinou a ceny za systémové služby v Kč/MWh v souladu s cenovým rozhodnutím ERÚ. Platba za systémové služby se nehradí za elektřinu spotřebovanou pro čerpání v přečerpávacích vodních elektrárnách a za elektřinu dodávanou do zahraničí, s výjimkou dodávky elektřiny z elektrizační soustavy České republiky do části území jiného státu nepropojené se zahraniční elektrizační soustavou.

Pro rok 2013 je cena za systémové služby dle vyhlášky ERÚ 132,19 Kč/MWh [3]. Tuto cenu účtuje PPS zákazníkovi připojenému k DS ke každé MWh celkového množství elektřiny.

4.2.4 Činnost zúčtování OTE

Platba za činnost zúčtování operátora trhu s energií slouží ke krytí uznatelných nákladů společnosti OTE, a. s., která mimo jiné organizuje vnitrodenní trh s elektřinou a provádí zúčtování odchylek. Činnost operátora trhu je popsána v 2.1.7.

4.2.5 Podpora výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ

Podpora výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ napomáhá k plnění cílů, ke kterým se Česká republika zavázala ve směrnici 2009/28/ES (do roku 2020 cíl podílů energie z obnovitelných zdrojů ve výši 13 % na hrubé konečné spotřebě energie a podílů 10 % na hrubé konečné spotřebě v dopravě). Ve svém Národním akčním plánu pro energii z obnovitelných zdrojů Česká republika navrhuje cíl podílů energie z obnovitelných zdrojů ve výši 13,5 % na hrubé konečné spotřebě energie a podílu 10,8 % na hrubé konečné spotřebě v dopravě.

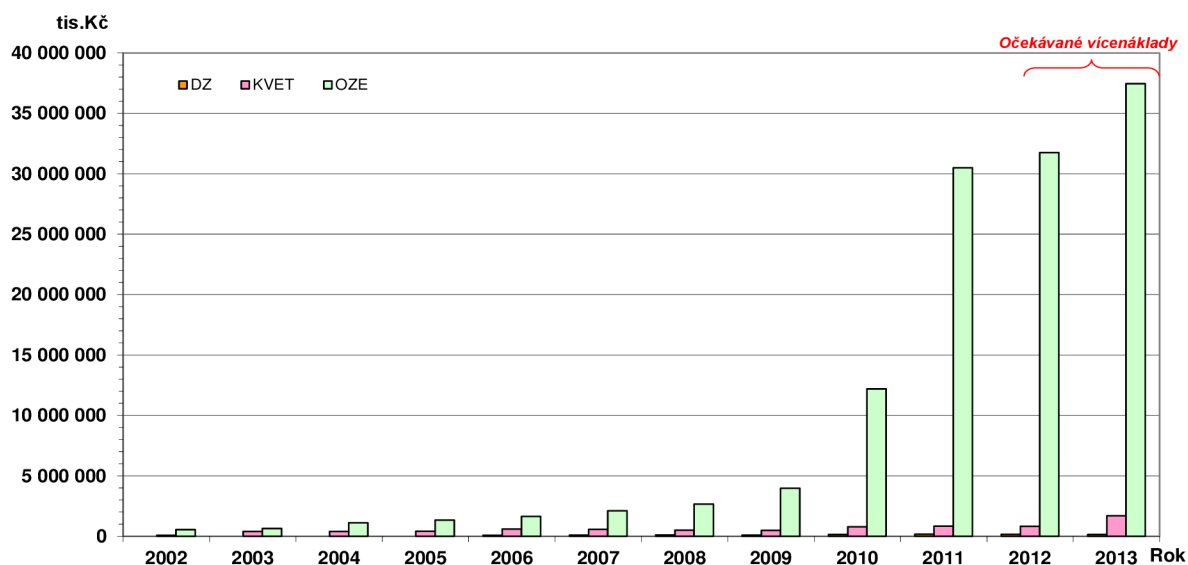
Podpora obnovitelných zdrojů je uzákoněna v Zákoně o podporovaných zdrojích energie (POZE) – 165/2012 Sb. [10].

Příspěvek konečného zákazníka za každou spotřebovanou MWh na OZE, KVET a DZ se vypočte dle jednoduchého vztahu

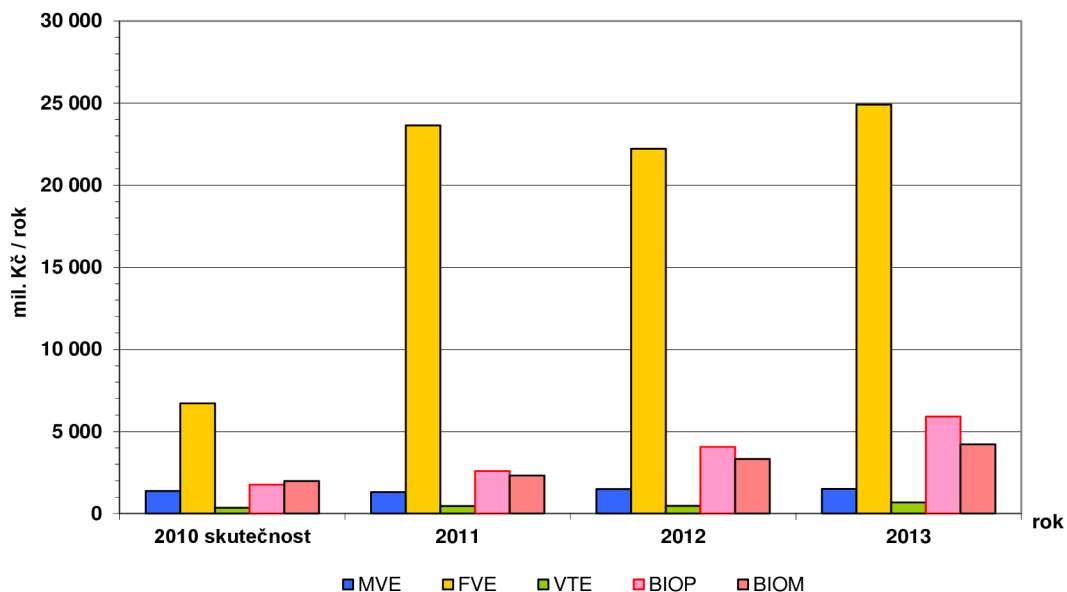
$$C_{voz} = \frac{VCN}{CS} \quad [\text{Kč/MWh}] \quad (4.1)$$

kde VCN značí tzv. vícenáklady způsobené výkupem OZE, KVET a DZ. CS značí celkovou spotřebu energie v ČR.

Povinnost vyplácení podpory přechází dle zákona 165/2012 Sb. [10] z distribučních společností na společnost OTE, a.s. V roce 2012 činil tento příspěvek 419 Kč na každou spotřebovanou megawatthodinu. V roce 2013 je tento příspěvek již 583 Kč/MWh [3]. Vývoj celkových vícenákladů z obnovitelných zdrojů je vykreslen na Obr. 4-2. Rozdělení vícenákladů na jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů je na Obr. 4-3.

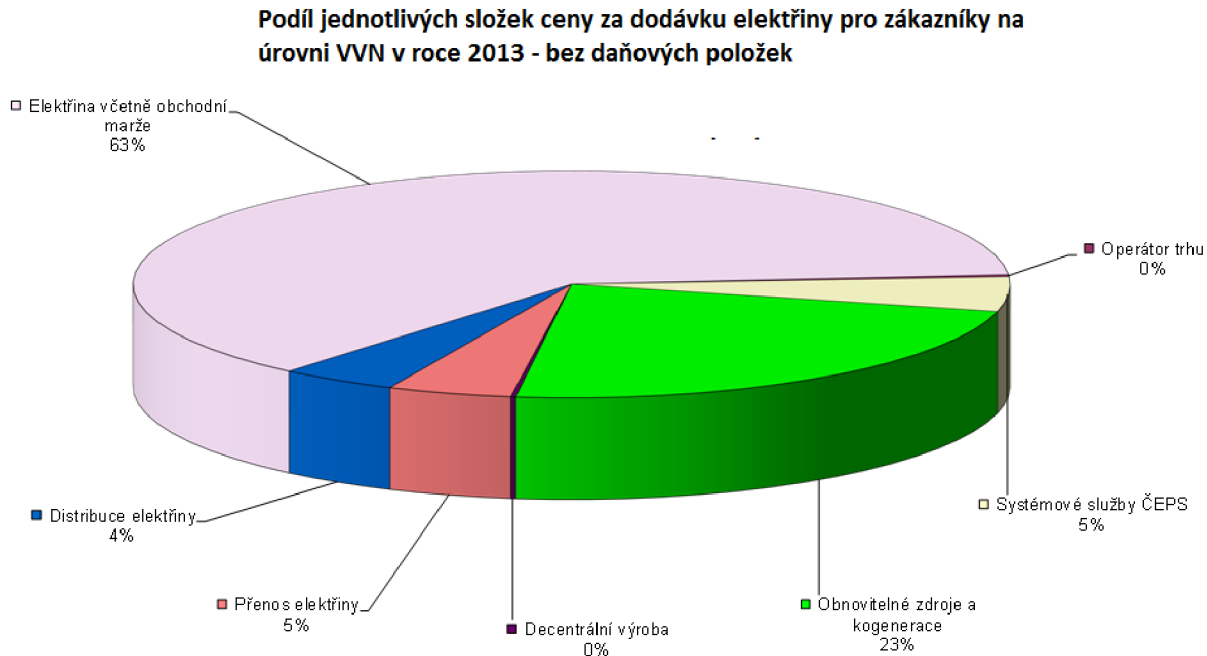


Obr. 4-2 Vývoj vícenákladů z obnovitelných zdrojů [11]



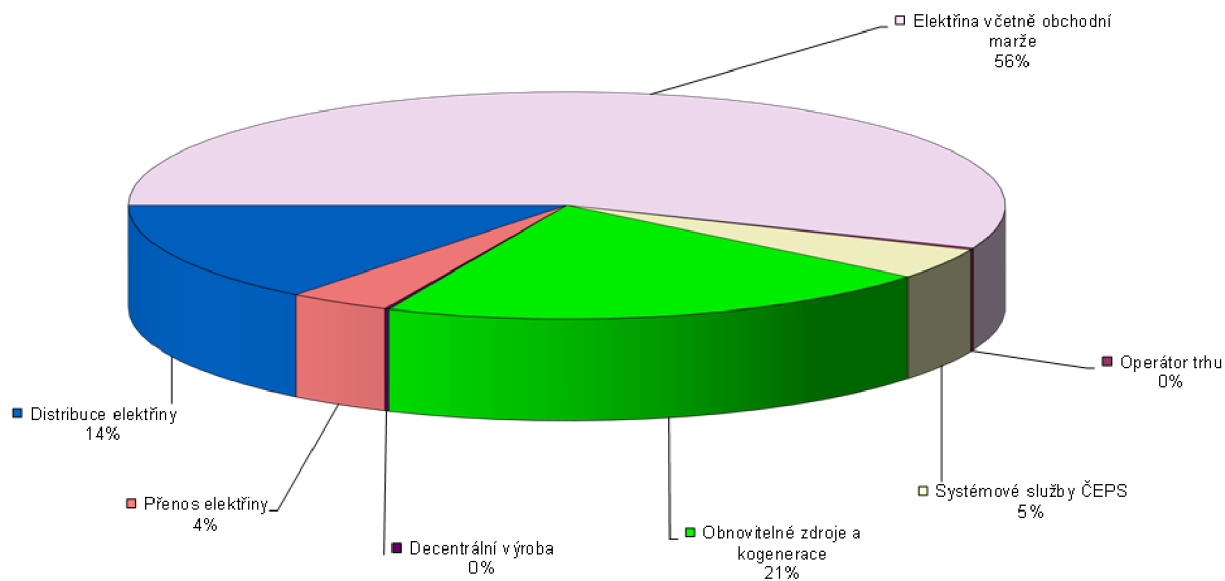
Obr. 4-3 Rozdělení vícenakladů na jednotlivé obnovitelné zdroje [11]

Na následujících třech obrázcích jsou zobrazeny pro příslušné napěťové hladiny poměry jednotlivých složek na celkové ceně elektřiny bez daně. Grafy vycházejí z hodnot pro průměrného odběratele na dané napěťové hladině. U každého odběrného místa se mohou poměry složek ceny pochopitelně mírně lišit.



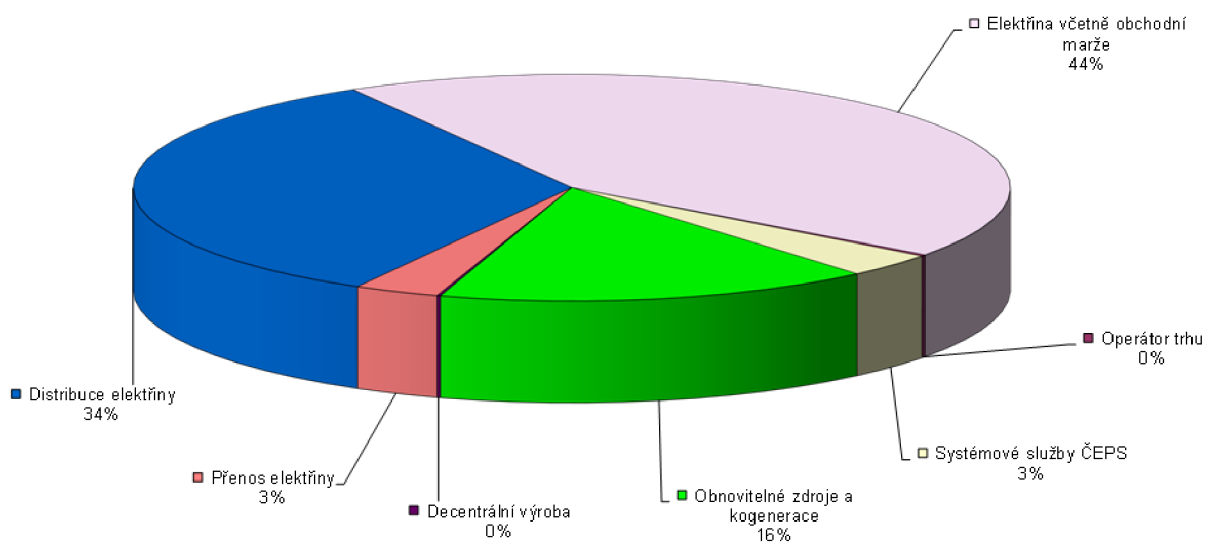
Obr. 4-4 Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina VVN [11]

Podíl jednotlivých složek ceny za dodávku elektřiny pro zákazníky na úrovni VN v roce 2013 - bez daňových položek



Obr. 4-5 Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina VN[11]

Podíl jednotlivých složek ceny za dodávku elektřiny pro zákazníky na úrovni NN v roce 2013 - bez daňových položek



Obr. 4-6 Podíl jednotlivých složek na ceně za elektřinu – hladina NN [11]

4.2.6 Důvody a principy regulace

V oblasti přenosu a distribuce elektrické energie panuje přirozený monopol. Nedostatečná konkurence či přímo monopol vede ke zvýhodňování strany monopolu a znevýhodňování ostatních účastníků trhu, neboť ostatní účastníci nemají žádnou alternativu k nabízeným službám ze strany monopolu. Proto je nezbytně

nutná cenová regulace ze strany nezávislého regulátoru. Regulátor musí stanovit cenu tak, aby byla přijatelná pro obě strany. Regulátor řeší střet dvou protichůdných zájmů. Na jedné straně se regulátor snaží chránit zájmy konečných zákazníků (vyjádřeno regulovanými cenami a jejich rozumným vývojem v čase). Na straně druhé řeší opodstatnitelné zájmy investorů, kteří touží dosáhnout maximálního zisku. Jestli nevytvoří regulátor dostatečný prostor pro tvorbu zisku, regulované subjekty se budou snažit generovat zisk na úkor kvality, a to povede ke zhoršeným vlastnostem elektrifikační soustavy.

Existuje celá řada regulační metod. V současné době se v ČR provozuje *metoda výnosových limitů (revenue cap)*. Tato metoda spočívá ve stanovení maximálního přípustného výnosu, kterého může regulovaný subjekt dosáhnout v předem stanoveném časovém období – tzv. regulační období. Regulátor motivuje společnost k maximalizaci zisku pomocí minimalizace nákladů a udržováním jejich úspor po celou dobu trvání regulačního období. Nyní probíhá v ČR třetí regulační období (1.1. 2010 – 31.12. 2014).

V průběhu periody se zohledňují externí faktory (vývoj spotřeby). V případě překročení limitů výnosů regulátor zaimplementuje do výpočtu ceny korekční faktor, který sníží, resp. zvýší regulovanou cenu v ohledu na to, jakým způsobem byly překročeny stanovené limity.

4.3 Daně

Od 1. ledna 2008 podléhá elektřina spolu se zemním plynem a pevnými palivy zdanění. Hodnota daně z elektřiny je 28,30 Kč/MWh. Plátcem daně z elektřiny je:

- dodavatel, který dodal elektřinu konečnému spotřebiteli,
- provozovatel distribuční soustavy a provozovatel přenosové soustavy,
- fyzická nebo právnická osoba, která použila elektřinu osvobozenou od daně k jiným účelům, než na které se osvobození od daně vztahuje,
- fyzická nebo právnická osoba, která spotřebovala nezdaněnou elektřinu, s výjimkou elektřiny osvobozené od daně.

Od daně je osvobozena například elektřina, která je:

- ekologicky šetrná;
- vyrobená v dopravních prostředcích (pokud je tam i spotřebována);
- vyrobená ze zdaněných výrobků, pokud jsou předmětem daně ze zemního plynu, daně z pevných paliv nebo spotřební daně

Koncový zákazník tedy nemusí mít starost s placením daně z elektřiny. Tato částka se mu ale promítne do faktury.

K výsledné ceně elektřiny je nutno přičíst spotřební daň, která od 1.1. 2013 činí 21 %.

5 PODPŮRNÉ SLUŽBY

Přenosové služby jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny [12]. Rozumí se jimi zejména výkonové rezervy na certifikovaných výrobních zařízeních a závazky subjektů se schopností regulovat svoji spotřebu na povel dispečinku společnosti ČEPS, a.s. jakožto provozovatele přenosové soustavy. PpS umožňují korigovat diference mezi odběrem a výrobou, a to změnami spotřeby či výkonu výroby. Veškeré podpůrné služby musí splňovat dané obecné požadavky [13]:

- měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření.
- garantovaná dostupnost služby denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci.
- certifikovatelnost
- možnost průběžné kontroly poskytování

Subjekty připojené do elektrizační soustavy mají možnost, avšak nikoliv povinnost, při dodržení technických a obchodních podmínek stanovených PPS nabízet podpůrné služby. U některých výroben je užitečné pro splnění podmínek poskytování podpůrných služeb či pro zjednodušení dálkového řízení elektráren z dispečinku ČEPS vytvořit tzv. fiktivní blok. Fiktivní blok je certifikovaný soubor energetických zařízení (obvykle elektrárenských bloků) jedné elektrárny s technologickou vazbou mezi jednotlivými zařízeními, které jsou pro účely poskytování PpS sdruženy do jednoho celku. Možnost tvorby a členění fiktivního bloku je podmíněno souhlasem provozovatele přenosové soustavy. Poskytování PpS se poté hodnotí vždy za celý fiktivní blok.

Ceny PpS jsou tvořeny v duchu tržního principu. Z důvodů možných deficitů v zajištění služeb a rizika omezeného konkurenčního prostředí má ale ČEPS právo vyhlásit maximální akceptovatelné ceny pro jednotlivé PpS či jednotlivé časové intervaly.

Výběr poskytovatelů podpůrných služeb probíhá v otevřeném a nediskriminačním přístupu vůči všem uživatelům přenosové soustavy PS. Poskytovatel přenosových služeb musí mít k rozhodnému termínu stanovenému ČEPS:

- licenci na výrobu elektřiny,
- platný certifikát pro poskytování PpS,
- platnou a účinnou „Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb (platí jen pro primární regulaci, sekundární regulaci a minutové zálohy),
- souhlas držitele licence na distribuce s poskytováním PpS v případě, že se jedná o zdroj vyvedený do distribuční soustavy,
- zavedené užívání elektronického podpisu a certifikátů připojení do ŘS ČEPS a „Protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“.

Poskytovatel PpS je povinen ihned oznámit jakékoliv změny v provozuschopnosti certifikovaného výrobního zařízení. Dále PpS se nesmí účastnit žádných dohod s jinými poskytovateli nebo subjekty, které by vedly ke kartelovým dohodám či jiným postupům, které jsou v rozporu s hospodářskou soutěží.

Vyhodnocení PpS spočívá ve srovnání rozsahů PpS rozepsaných v provozním plánu se skutečností. Hodnotí se zejména doba provozu (případně disponibilita), dodržení objemu vykoupených služeb (velikost regulační zálohy) a úspěšnost aktivace. Podle možností je rovněž průběžně ověřována kvalita dané vykoupené PpS. Základem pro vyhodnocení bývají obvykle 1 minutové hodnoty z provozních měření a z řídicího systému dispečinku ČEPS, jejich hodinové průměry a dispečerská dokumentace. Časové intervaly dispoibility a doby provozu jsou zaokrouhlovány na celé hodiny.

5.1 Způsoby zajištění PpS

Pro spolehlivý provoz PS musí provozovatel přenosové soustavy, tedy společnost ČEPS, a.s. zajistit potřebné množství jednotlivých typů podpůrných služeb pro každou obchodní hodinu na úrovni přenosové soustavy. Podpůrné služby zajišťuje ČEPS, a.s. prostřednictvím dlouhodobých kontraktů skrze výběrové řízení, přímých smluv s poskytovateli PpS a obchodováním na denním trhu s podpůrnými službami. Rozsah poptávaných podpůrných služeb pro následující kalendářní rok zveřejňuje provozovatel přenosové soustavy nejpozději do 30. listopadu předcházejícího roku [5]. Informace o potřebném množství PpS získává z roční přípravy provozu, který je poté upřesněn měsíční přípravou provozu. Měsíční příprava provozu má obdobnou strukturu jak příprava roční (bilance hodinových výkonů, očekávaná spotřeba, potřeba a dostupnost PpS,...). Následuje týdenní příprava provozu, kde jsou, mimo jiné, pro oblast systémových služeb stanoveny předpokládané hodinové výrobní plány zdrojů certifikovaných pro poskytování PpS. Během týdne je vytvořena na každý následující den denní příprava provozu, která obsahuje podrobný plán provozu. Během dne může dojít k vnitrodenní aktualizaci přípravy provozu, která reaguje na nastalé neplánované změny.

Při nákupu PpS se musí ČEPS řídit aktuálními právními normami, které se týkají nákupu PpS (př. energetický zákon č. 458/2000 Sb., prováděcí vyhláška ERÚ č. 541/2005 Sb. – Vyhláška o pravidlech trhu s elektrinou, cenové rozhodnutí ERÚ, ...)

Při nákupu jsou sledovány níže vyjmenované cíle v následujícím pořadí:

- 1) Zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny na úrovni přenosové sítě v souladu se standardy definovanými v Kodexu PS.
- 2) Minimalizace nákladů na zajišťování PpS.
- 3) Optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek.

Kolem 90% služeb je nakoupeno prostřednictvím dlouhodobých kontraktů. Tyto kontrakty jsou uzavírány z výběrových řízení, které jsou vypisovány na jednotlivé kategorie PpS. Poskytovatel konkrétní kategorie PpS obdrží za poskytnutou službu částku, která je uvedena v uzavřeném kontraktu. Výběrová řízení na nákup jednotlivých PpS v následujícím období jsou vypisována nejpozději 15. listopadu písemně, na internetových stránkách společnosti ČEPS či prostřednictvím Modulu výběrových řízení v systému Damas Energy [14] (Damas energy je internetový obchodně – technický systém společnosti ČEPS, který slouží k automatizaci obchodních a technických procesů v energetické soustavě ČR a k zajišťování komunikace mezi PPS a ostatními účastníky trhu). V případě potřeby mohou být během roku byt vyhlášena další výběrová řízení na dodávku podpůrných služeb. Pro podporu zajištění spolehlivosti a s odvoláním na očekávaný dlouhodobý rozvoj mohou být organizovány nákupy přesahující období jednoho kalendářního roku. Po ukončení výběrové řízení všichni účastníci obdrží zprávu obsahující výsledky VŘ. Zpřístupněním této zprávy vzniká kontrakt na dodávku PpS mezi poskytovatelem a ČEPS. Poskytovatel regulační zálohy PpS obdrží sjednanou cenu v Kč za každou skutečně poskytnutou regulační zálohu až do celkové sjednané výše pro danou obchodní hodinu. Skutečně rezervovanou regulační zálohou PR se rozumí regulační záloha PR rezervovaná pro využití v obou směrech od bazového bodu. Skutečně rezervovanou regulační zálohou SR se rozumí regulační záloha SR rezervovaná pro využití v obou směrech od bazového bodu.

U tohoto typu nákupu PpS zveřejňuje ČEPS průměrnou cenu v každé obchodní hodině pro každou podpůrnou službu jako vážený průměr cen z uzavřených smluv.

Zbývající část PpS je nakupována prostřednictvím DT PpS, kde je pro každou obchodní hodinu tvořena trhem tzv. marginální cena, tj. cena nejdražší přijaté nabídky na poskytování PpS. Tuto cenu ČEPS zveřejní a touto cenou jsou pak zaplacené všechny akceptované nabídky poskytovatelů, kteří svůj závazek

splnili. Denní trh je součástí systému Damas Energy. Denní trh s podpůrnými službami je více rozebrán v kapitole 5.3.

Při výběru zájemců o poskytování PpS postupuje společnost ČEPS dle následujících zásad [13]:

- otevřenost ke každému zájemci o poskytování PpS, který prokázal splnění požadavků daných Kodexem PS a ČEPS;
- nediskriminační přístup k poskytovatelům PpS a jejich cenovým nabídkám, podle závazných pravidel výběrového řízení specifikace kritérií rozhodujících o výběru poskytovatele PpS;
- verifikovatelnost postupů – existuje prokazatelná historie všech důležitých dat;
- zajištění bezpečnosti přenášených dat.

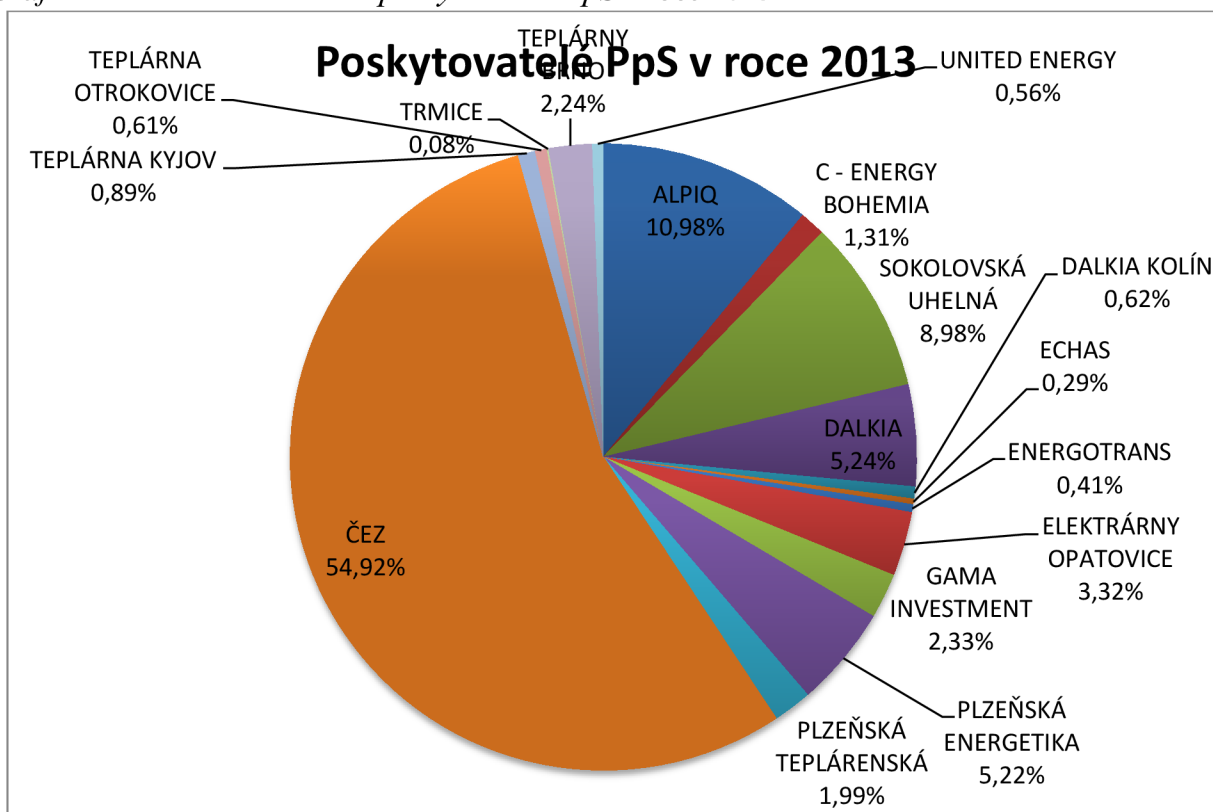
Zájemce o nabízení podpůrných služeb se podáním nabídky zavazuje, že v případě že jeho nabídka bude přijata zcela nebo zčásti, uzavře smlouvu v rozsahu odpovídající vybrané a ČEPS potvrzené nabídce. Pokud tak neučiní, má ČEPS právo na náhradu škody. Výše škody se zjistí poté, co bude zajištěna náhradní dodávka, a to ve výši vícenásobků na kompenzaci neposkytnuté služby.

ČEPS zveřejňuje o obchodech na své internetové adrese, případně na obchodním serveru Damas následující informace:

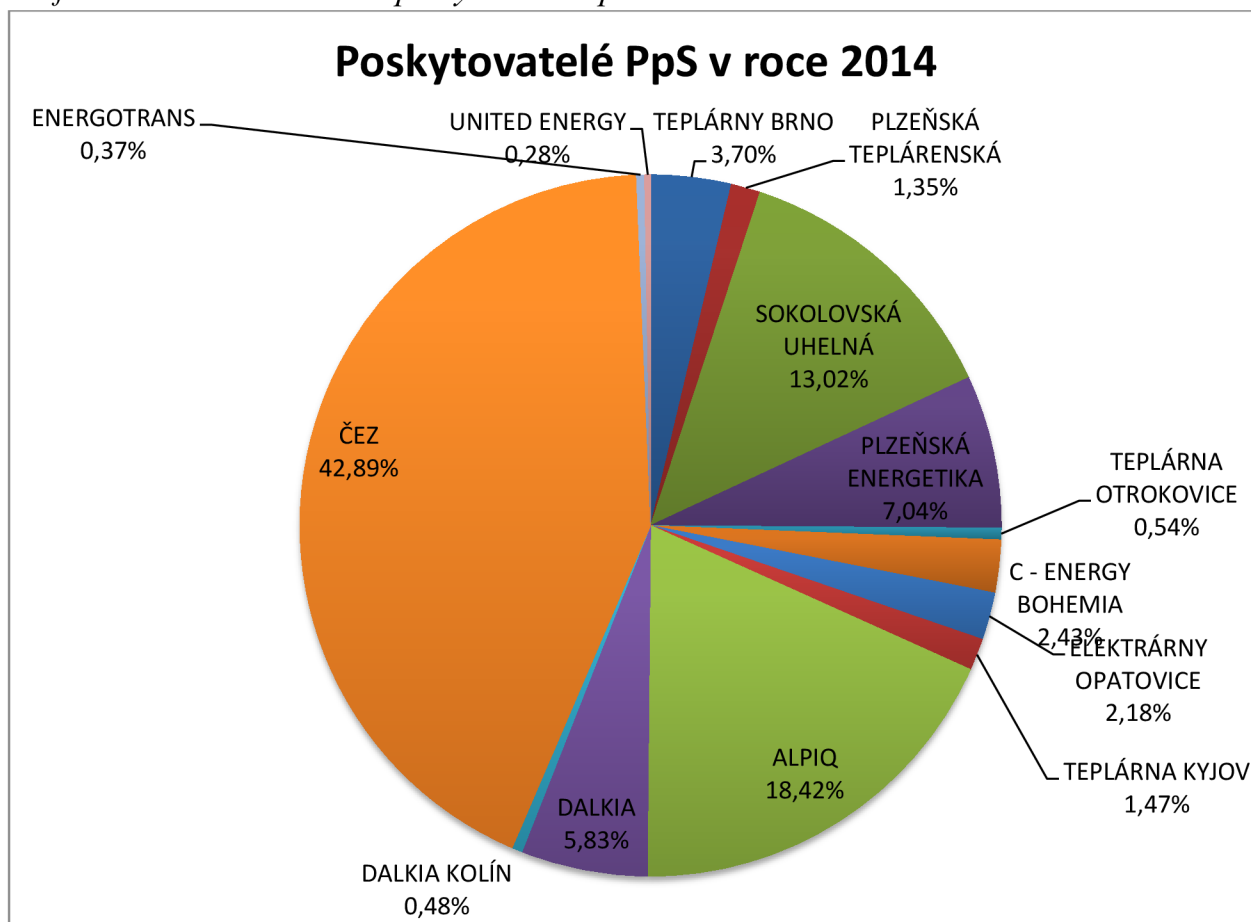
- statistiku nakoupených služeb pokud jsou v dané kategorii PpS zastoupeni minimálně tři poskytovatelé,
- seznam poskytovatelů kvalifikovaných pro každou PpS,
- podíl jednotlivých poskytovatelů PpS na DT,
- potřebu jednotlivých PpS na rok dopředu a její další zpřesňování v čase,
- cenu na DT (PpS) pro každou obchodní hodinu a každou službu,
- cenu regulační energie z nakoupených podpůrných služeb.

Mezi největší poskytovatele PpS v roce 2013 patří společnosti ČEZ, ALPIQ, Sokolovská uhelná a Dalkia. Procentuální přehled poskytovatelů v roce 2013 je možné vidět v Graf 1 a v Tab. 9 uvedené v příloze. Pro následující rok 2014 jsou poskytovatelé vykresleni v Graf 2 a v Tab. 10 uvedené v příloze B.

Graf 1 Procentuální rozložení poskytovatelů PpS v roce 2013



Graf 2 Procentuální rozložení poskytovatelů PpS v roce 2014



5.2 Kategorie PpS [13]

Podpůrné služby jsou rozříděny dle svých vlastností. První skupinu tvoří služby, které jsou *nakupované na denním trhu* prostřednictvím denního trhu s PpS nebo skrze *výběrové řízení*.

5.2.1 Služby nakupované na denním trhu nebo přes výběrová řízení:

- **primární regulace frekvence bloku (PR)**

Primární regulace frekvence bloku je lokální automatická funkce zajišťována obvodou primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Velikost požadované změny výkonu bloku je dána statikou primární regulace frekvence. Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonového rozsahu bloku trvale vyčleněna primární regulační záloha. Provozovatel bloku musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy bloku do 30 sekund od okamžiku vzniku odchylky frekvence. Z důvodu omezení výpadku bloků poskytujících tuto podpůrnou službu na souhrnnou zálohu je stanovena maximální velikost vykupované regulační zálohy od jednoho bloku 10 MW. Minimální regulační záloha jednoho bloku je 3 MW. Tato PpS je součástí Dohody s poskytovateli. PR bývá zajištěna převážně pomocí dlouhodobých kontraktů přes VŘ (více než 95%)[15]. Primární regulace frekvence bloku musí být bez prodlení zajištěna v plném rozsahu i v případě poruchy či výpadku kteréhokoliv bloku zařazeného do této regulace. Z tohoto důvodu je nutné mít k dispozici navíc rezervní výkon na výpadek největšího možného příspěvku do primární regulace frekvence. Velikost rezervy musí tedy být v každé hodině rovna největšímu z příspěvků bloků do zálohy pro primární regulaci. Pro zamezení změn frekvence je vhodné dle velikosti zatížení v maximu úměrně rozmístit zálohu do několika spolupracujících bloků v několika oblastech.

Nabídka na poskytování PR musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v dokumentaci výběrového řízení. Služba je nabízena v MW a cena za výkon je v Kč/MWh. Při vyhodnocování se nabídky seřadí podle ceny za nabízenou regulační zálohu ve vzestupném pořadí pro každý základní obchodní interval. Akceptuje se první nabídka s nejnižší nabídkovou cenou. Je-li nabízená RZPR větší než poptávaná, je ČEPS oprávněn akceptovat veškerý nabízený výkon (nejméně však 3 MW) až do výše potřeb. Je-li nabízená maximální RZPR nižší než požadovaná, akceptuje se celá nabízená RZPR, sníží se zbývající požadavek a postup se opakuje u druhé nabídky v pořadí. Postup se opakuje do naplnění požadavku nebo do vyčerpání nabídek.

Příjmy z poskytování primární regulace jsou jenom za rezervaci. Dodaná regulační energie je zdarma.

Primární regulaci stejně jako ostatní PpS mohou poskytovat pouze certifikované výrobní bloky. Certifikovaný poskytovatel primární regulace musí mít níže uvedené vlastnosti [13]:

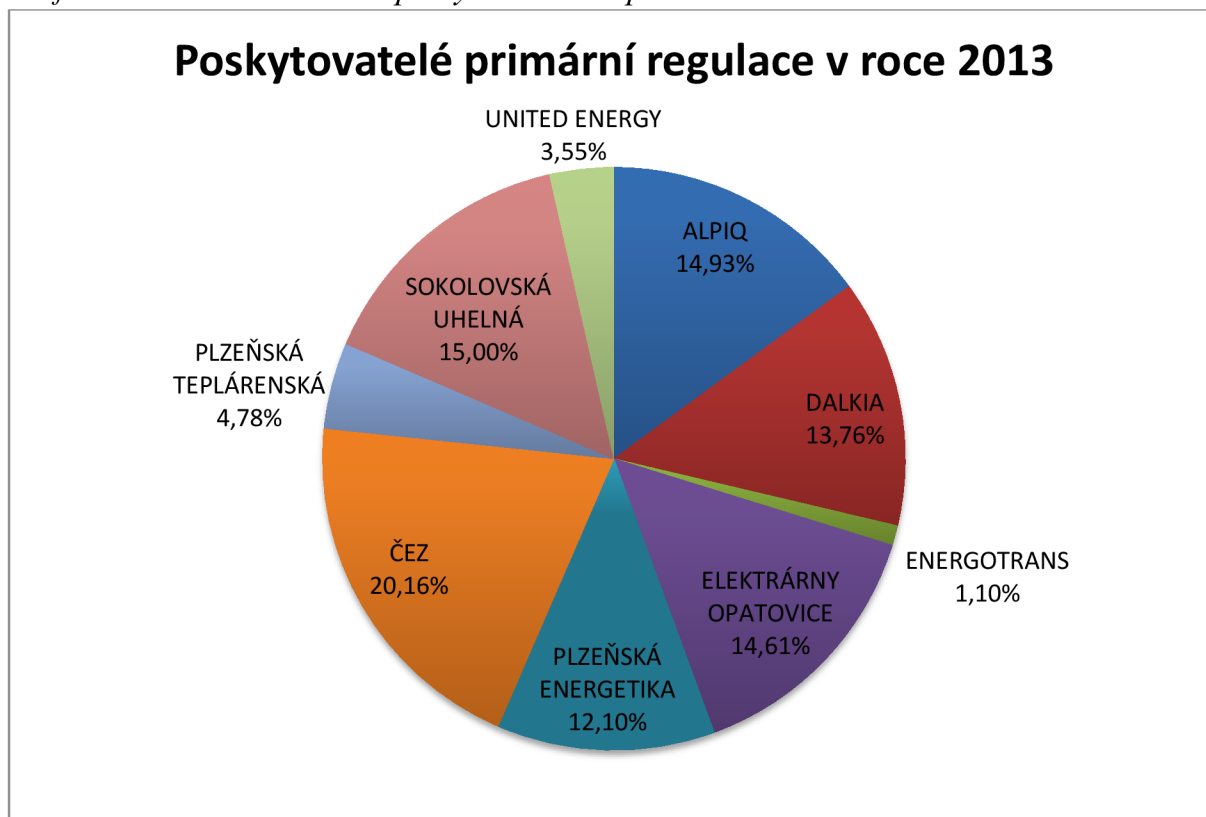
- zapínání a vypínání PR z místa obsluhy bloku,
- signalizace chodu PR na dispečink ČEPS,
- nastavování statiky S [%] plynule nebo po krocích maximálně 1 % v rozmezí 4 – 12 %, u bloků nad 300 MW v rozmezí 4 – 25 %,
- nastavování hodnoty regulačního rozsahu primární regulace v intervalu 3 – 15 MW,
- nastavování žádané hodnoty frekvence v rozmezí 49,95 – 50, 05 Hz plynule nebo po krocích maximálně 10 mHz,
- nastavování pásma necitlivosti frekvence korektoru frekvence plynule nebo po krocích maximálně 5 mHz v rozmezí 0 – 30 mHz.

Fiktivní blok nepodstupuje test PR jako celek, ale měření jsou prováděna na jednotlivých turbogenerátorech samostatně.

Poskytování PR je vhodné pro velké rychlé bloky.

Přehled poskytovatelů PR pro rok 2013 je v Graf 3 a poté v Tab. 11 uvedené v příloze B.

Graf 3 Procentuální rozložení poskytovatelů PR pro rok 2013



- **sekundární regulace výkonu bloku (SR)**

Sekundární regulace je plně automatický proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Je zprostředkována pomocí změny požadované hodnoty regulátoru výkonu bloku. Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonu bloku vyčleněn výkon – sekundární regulační záloha, jejíž velikost závisí na technologických vlastnostech bloku. Blok musí být schopen realizovat požadavek do 10 minut od vzniku požadavku. Minimální rychlost změny bloku je 2 MW/min. Minimální velikost poskytována na jednom bloku je 10 MW. Kvalita této podpůrné služby je hodnocena dle velikosti nabízeného rozsahu a rychlosti zatěžování. Tato PpS je součástí Dohody s poskytovateli. Aktivací sekundární regulace se uvolní výkony regulace primární [15]. Tato podpůrná služba se nasazuje podle dynamiky zdroje MW/min v pásmu okamžité odchylky ± 150 MW.

Pro pokrývání náhodné fluktuace zatížení a deficitu po výpadku bloků je k dispozici sekundární regulační záloha. Slouží pro pokrývání rychlých dynamických změn rozdílů mezi zatížením a dodávaným výkonem. Velikost rezervy je vypočítána s ohledem na kritérium N-1. Kromě točivé rezervy je možné využít i rychle startující bloky. Rozmístění rezervního výkonu nepodléhá žádnému omezení, ale pro spolehlivost sítě jsou zdroje vyvedeny do několika rozvodů.

Nabídka na poskytování SR musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v dokumentaci výběrového řízení. Služba je nabízena v MW a cena za výkon je v Kč/MWh. Pro vyhodnocování se nabídky se seřadí podle ceny za nabízenou regulační zálohu RZSR ve vzestupném pořadí pro každý základní obchodní interval. Akceptuje se první nabídka s nejnižší nabídkovou cenou. Pokud je nabízená RZSR větší než poptávaná, tak ČEPS akceptuje všechny nabízený výkon (nejméně 10 MW) až do výše potřeb. Je-li nabízena RZSR nižší než požadovaná, je akceptována celá nabízená RZSR, následně se sníží zbývající požadavek a postup se opakuje u druhé nabídky v pořadí. Postup se opakuje až do splnění požadavku nebo do vyčerpání nabídek.

Poskytovatel SR může počítat s příjmy za rezervaci, příjmem za poskytnutou regulační energii (minimálně 2350 Kč/MWh u kladné RE a 1Kč/MWh u záporné RE). U sekundární regulace je vysoká pravděpodobnost aktivace a tudíž i příjmu z poskytování sekundární regulace. Oproti příjmům za silovou elektřinu se jedná o relativně jistý zisk.

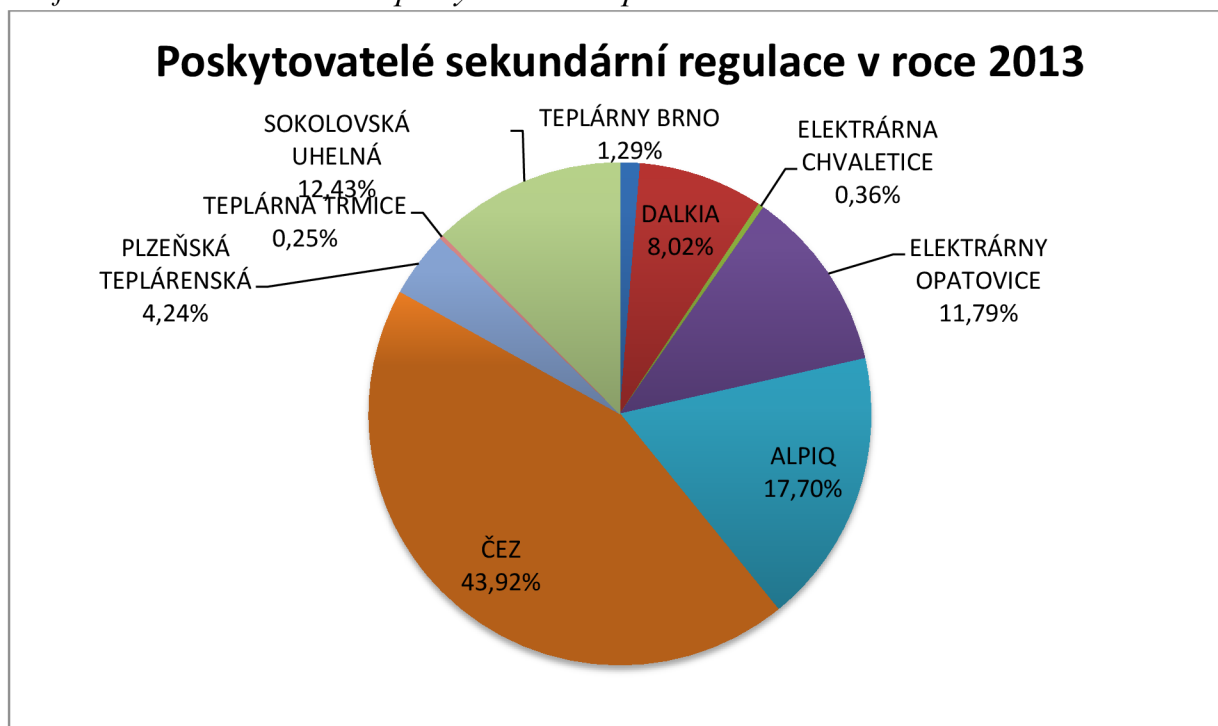
V sekundární regulaci jsou PPS nasazeny veškeré nakoupené výkony.

Certifikovaný poskytovatel SR musí mít tyto vlastnosti [13]:

- zapínání a vypínání SR z místa obsluhy,
- signalizace chodu SR na dispečink ČEPS,
- nastavování rychlosti změny činného výkonu bloku c_{SR} , $c_{SRmin} = 2$ MW/min,
- c_{SR} nastavená v řídicím systému bloku pro provoz v PpS musí být nejméně o 5 % větší než c_{SR} certifikovaná a nahlášena do řídicího systému ČEPS,
- nastavování mezi jednotlivých regulačních rozsahů sekundární regulace (± 10 MW),
- automatický přenos všech vyjmenovaných hodnot do řídicího systému ČEPS.

Přehled poskytovatelů SR pro rok 2013 je v Graf 4 a poté v Tab. 12 uvedené v příloze B.

Graf 4 Procentuální rozložení poskytovatelů SR pro rok 2013



- **minutová záloha MZ_t ($t = 5, 15, 30$ minut)**

Minutovou zálohou je myšlena požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení. Jedná se o zařízení, připojená k ES ČR (obvykle elektrárenské bloky), která jsou do t minut od příkazu dispečinku ČEPS schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu $RZMZ_{\pm}$. Kladná záloha může být realizována například zvýšením výkonu bloku či odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR. Zápornou úlohu lze naopak realizovat snížením výkonu bloku nebo připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.

Pro $t = 5$ je minimální velikost minutové regulační zálohy u jednoho zařízení 30 MW, maximální velikost je určena ČEPS. Poskytovatel musí garantovat tuto službu minimálně po dobu 4 hodin.

Pro $t = 15$ a $t = 30$ je minimální velikost minutové regulační zálohy u jednoho zařízení 10 MW, maximální velikost je 70 MW. Doba aktivace služby není omezena.

Minutové zálohy jsou nabízeny dle základních obchodních intervalů uvedených v dokumentaci výběrových řízení. Jsou nabízeny v MW a cena je uváděna v Kč/MWh. Při vyhodnocování se nabídky seřadí dle ceny za nabízenou regulační zálohu $RZMZ_t$ ve vzestupném pořadí v hodnotách nabízených $RZMZ_t$. Akceptuje se první nabídka s nejnižší nabídkovou cenou. Je-li nabízená záloha větší než poptávaná, může ČEPS akceptovat všechny nabízený výkon (nejméně 10 MW, resp. 30 MW pro $RZMZ_5$) až do výše potřeb. Pokud je nabízená $RZMZ_t$ nižší než požadovaná, je akceptována celá nabízená $RZMZ_t$. Poté se sníží zbývající požadavek a postup se opakuje u dalších nabídek v pořadí až do naplnění požadavku nebo do vyčerpání nabídek.

U kladné minutové zálohy jsou příjmy tvořeny příjmem za rezervaci a příjmem za regulační energii. U záporné minutové zálohy je příjem tvořen příjmem za rezervaci, úsporou za ušetřené palivo a menším opotřebením výrobního zařízení.

Certifikovaná PpS MZ_t musí mít následující vlastnosti [13]:

- Velikost certifikované RZ na jednom bloku pro poskytování MZ_5 musí být minimálně 30 MW, maximální hodnotu určuje ČEPS. Pro MZ_{15} a MZ_{30} musí být minimálně 10 MW, maximálně 70 MW.
- Dosažení celé poskytované regulační zálohy musí být garantováno do t minut od vyslání povely k aktivaci MZ_t z dispečinku ČEPS.

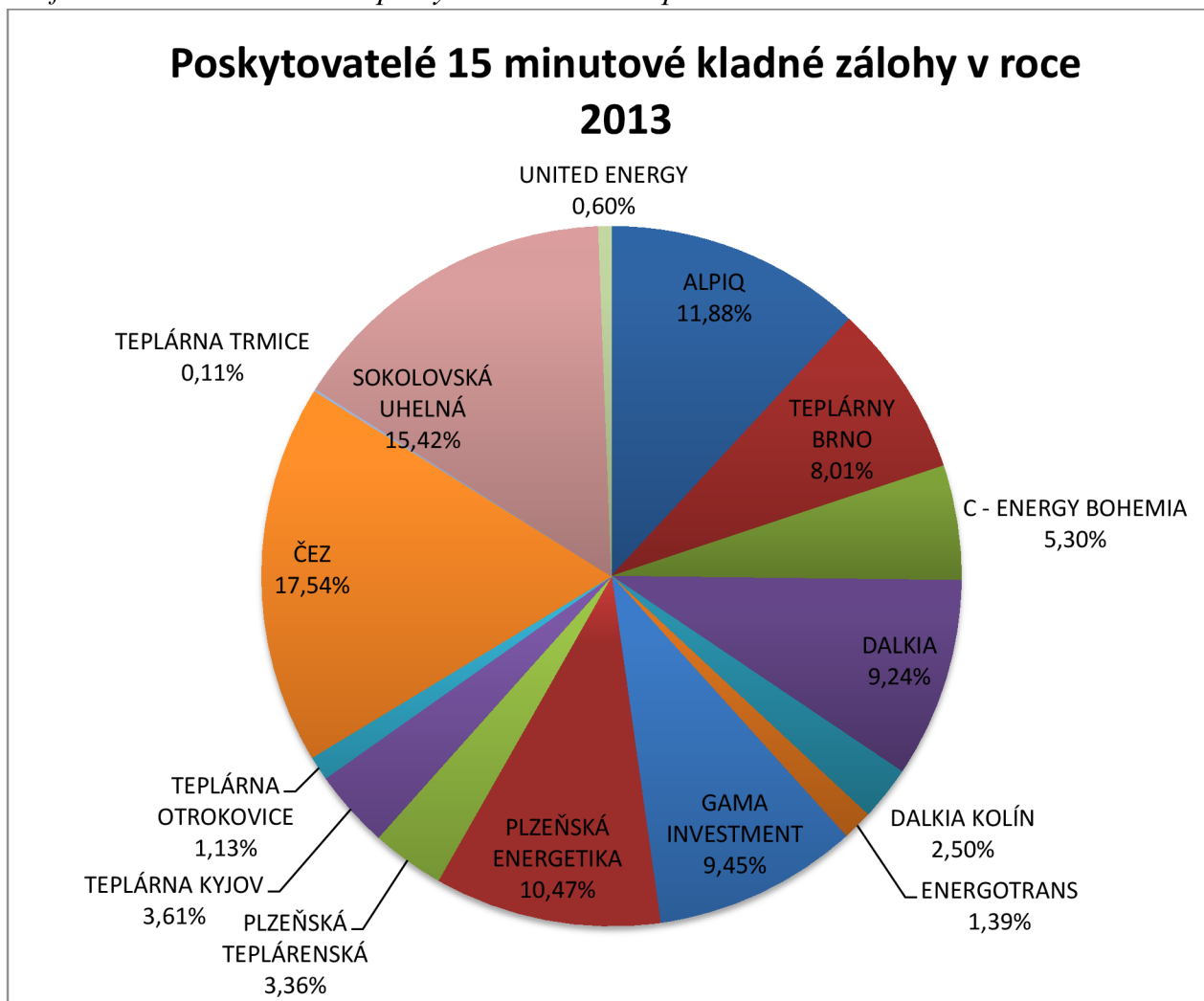
- Dosažení výchozí výkonové hladiny, resp. odepnutí zařízení od ES, musí být garantováno do t minut od vyslání povelu k deaktivaci MZ_t z dispečinku ČEPS.
- Automatický přenos údajů z terminálu poskytovatele do řídicího systému provozovatele PS.

Tato služba je vhodná pro poskytovatele, kteří neuspěli ve VŘ na SROV.

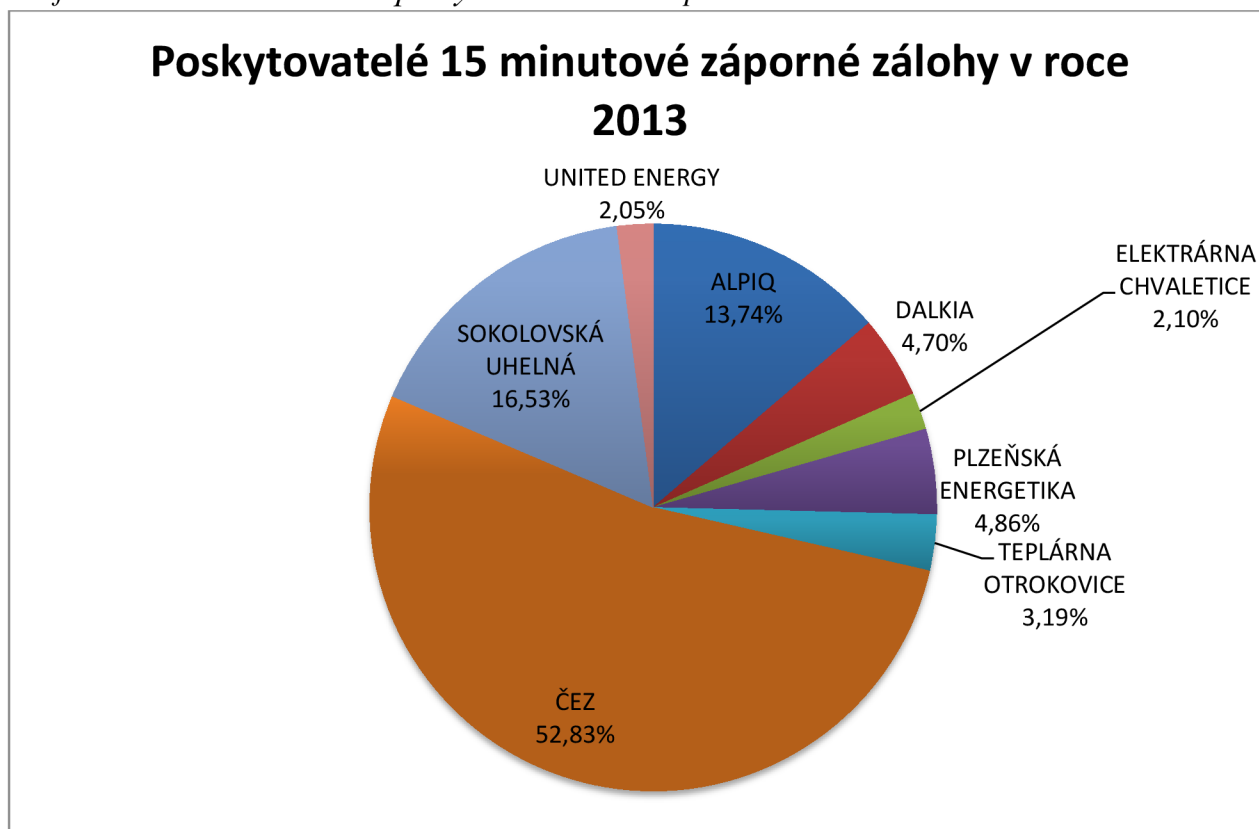
Podpurná služba MZ_t od 1. ledna 2013 nahradila podpurné služby TR, QS, DZ a ZZ, které jsou popsány níže [16].

Přehled poskytovatelů MZ+15 pro rok 2013 je v Graf 5 a poté v Tab. 13 uvedené v příloze B. Přehled poskytovatelů MZ+15 pro rok 2013 je v Graf 6 a poté v Tab. 14 uvedené v příloze B.

Graf 5 Procentuální rozložení poskytovatelů MZ+15 pro rok 2013



Graf 6 Procentuální rozložení poskytovatelů MZ-15 pro rok 2013



- **snížení výkonu (SV30)**

SV30 je poskytováno na blocích, které jsou schopny do 30 minut od povelu dispečera snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu nebo jsou schopny plného odstavení. Služba je využívána pro snížení dodávky do ES a odregulování výkonové nerovnováhy při významné dlouhodobé kladné odchylce v soustavě vzniklé nedodržením sjednaných diagramů v rozsahu přesahujícím možnost standardně určených velikostí. Minimální velikost zálohy zajišťované od jednoho poskytovatele této PpS je 30 MW. Minimální doba, po kterou musí být garantováno její využití po aktivaci dispečerem, je 24 hodin. Tato podpůrná služba nevyžaduje provádění certifikačních měření. Schopnost poskytování SV30 je hodnocena dle údajů z běžného provozu zařízení.

Nabídka na poskytování SV30 musí být strukturována dle základních obchodních intervalů uvedených v dokumentaci výběrového řízení. Služba je nabízena v souhrnném výkonu v MW a cena za výkon je v Kč/MWh.

Pokud nebyly ve výběrovém řízení nabídnuty potřebné objemy podpůrných služeb (PR, SR, SV30, MZt) nebo ceny za nabídnuté objemy převyšovaly obvyklé ceny, může ČEPS nakoupit PpS na základě přímých jednání s poskytovatelem. Sjednaná cena musí i nadále být v souladu s běžnými cenami trhu.

- **rychle startující 10 minutová záloha (QS10)**

hlavním účelem použití je vyregulování výkonové nerovnováhy vzniklé jako důsledek výpadků elektrárenských bloků nebo náhlého a významného nárůstu zatížení. Úplné najetí bloku musí být realizováno nejpozději do 10 minut od požadavku. Minimální velikost jednoho bloku je 30 MW. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování, je 4 hodiny od požadavku. Tato PpS je součástí Dohody s poskytovateli.

- **rychle startující 15 minutová záloha (QS15)**

jedná se o bloky, které jsou do 15 minutu od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu. QS15 se rozumí zvýšení výkonu na svorkách poskytovacího bloku. Minimální velikost jednoho bloku je 10 MW. Maximální velikost sjednané zálohy nesmí překročit 100 MW. Najetí poskytovaného výkonu pro QS15, resp. odstavení poskytovaného výkonu pro QS15 musí být garantováno do 15 minut od pokynu z dispečinku ČEPS. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování, je 24 hodin od požadavku. Skutečná hodnota výkonu se v průběhu garantované minimální doby nesmí lišit od garantované hodnoty o více než +10%, -0%.

Bloky poskytující QS15 nemohou poskytovat služby sekundární regulace, rychle startující 10 minutové zálohy, minutové zálohy a dispečerské zálohy.

Při nasazování rychle startující výkonové zálohy jsou nakoupené výkony seřazeny ve vzestupném pořadí podle nabízené ceny za energii v Kč/MWh dodanou při využití výkonu a v tomto pořadí jsou nasazovány technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy, pokud technické podmínky provozu nevyžadují jiné pořadí nasazení výkonů.

- **terciární regulace výkonu bloku (TR)**

Tato regulace spočívá ve změně výkonu bloku (kladné či záporné) na základě požadavku provozovatele PS. Celá velikost regulační zálohy musí být realizována nejpozději do 30 minut od požadavku. Minimální rychlost změny bloku je 2 MW/min. Minimální velikost poskytována na jednom bloku je 10 MW a maximální velikost je 100 MW. Tato PpS je součástí Dohody s poskytovateli.

Pro nasazování kladné terciární regulace provozovatelem PS jsou nakoupené výkony seřazeny ve vzestupném pořadí podle nabízené ceny za energii v Kč/MWh a v tomto pořadí jsou výkony poté nasazovány. Technický dispečink PPS může změnit pořadí nasazení výkonů v denní přípravě provozu z okamžitých technických a provozních důvodů.

V záporné terciární regulaci jsou naopak nakoupené výkony seřazeny v sestupném pořadí podle nabízené ceny za energii v Kč/MWh a v tomto pořadí jsou pak nasazovány. Technický dispečink PPS opět může v případě potřeby změnit pořadí nasazení výkonů z okamžitých technických a provozních důvodů.

- **dispečerská záloha (DZ_t)**

je tvořena bloky elektráren odstavených do zálohy, schopných na žádost provozovatele PS garantovat přířazování a najetí na jmenovitý nebo předem sjednaný výkon maximálně do času t . Čas (t) může nabývat hodnot 30, 60, 90 či 360 minut. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování, je 36 hodin od požadavku. Minimální velikost jednoho bloku je 15 MW. Tato PpS je součástí Dohody s poskytovateli.

Při nasazování jsou výkony seřazeny ve vzestupném pořadí podle kritéria, které zahrnuje nabídkovou cenu v Kč za najetí výkonu a nabídkovou cenu za energii v Kč/MWh dodanou při využití výkonu. Technický dispečink provozovatele přenosové soustavy rozhoduje o najetí ze studené zálohy podle tohoto pořadí a podle doby najetí jednotlivých zdrojů ve vztahu k řešené situaci, pořadí zdrojů podle nákladů je doplňkovým kritériem.

5.2.2 Služby nakupované přímou smlouvou s dodavatelem PpS

Druhá skupina je tvořena službami, které jsou nakupované prostřednictvím *přímé smlouvy s poskytovatelem PpS*. Jsou zde zařazeny následující služby:

- **změna zatížení (ZZ₃₀)**

Změna zatížení je snížení nebo zvýšení spotřeby elektřiny poskytovatelem realizované dle pokynů dispečera do 30 minut od vydání pokynu. V současné době je tato PpS poskytována pouze ve formě snížení spotřeby elektřiny. Při snížení spotřeby vzniká kladná regulační energie, která je placena

poskytovateli ZZ₃₀. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování, je 120 minut od požadavku. Minimální velikost jednoho bloku je 10 MW. Pro účely stanovení marginální ceny regulační energie je služba snížení spotřeby považována za zvláštní druh TR+.

- **Vltava (VSR)**

Služba Vltava (VSR) využívá fiktivní blok pro vltavskou kaskádu provozovaný společností ČEZ, a.s. Poskytuje zejména rychle startující 10minutovou zálohu a dále v závislosti na hydrologických podmínkách také sekundární regulaci. Fiktivní blok Vltava je v ES ČR zcela jedinečný, proto je veden a řízen zcela samostatně, aby bylo možné zohlednit technické podmínky, hydrologickou situaci a jiná ustanovení platná pro vltavskou kaskádu.

- **sekundární regulace U/Q (SRUQ)**

SRUQ je automatická funkce využívající celý smluvně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu bloků pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech elektrizační soustavy. Dále rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje a musí mít schopnost spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů.

Tuto službu mohou poskytovat provozovatelé elektrárenských bloků připojených do PS o instalovaném jednotkovém výkonu 50 MW a splňující certifikační podmínky. Nyní jsou do této služby zapojeny elektrárny v osmi pilotních uzlech přenosové soustavy ČR [13]:

- Hradec u Kadaně (elektrárny Prunéřov I, II a elektrárna Tušimice II)
- Vítkov (elektrárny Vřesová a Tisová II)
- Slavětice (elektrárny Dukovany a Dalešice)
- Týnec (elektrárna Chvaletice)
- Krasíkov (elektrárna Dlouhé stráně)
- Výškov (elektrárna Počeradý)
- Milín (elektrárna Orlík)
- Kočín (elektrárna Temelín)

Kritéria objemu poskytování této služby jednotlivými výrobkami jsou regulační rozsah Q, lokalita zdroje a dostupnost. Dostupnost je doba regulace, po kterou generátor reguloval v rámci automatické sekundární regulace napětí při využití celého rozsahu jalového výkonu, a zároveň vypomáhal s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů.

Cena dohodnutá ve smlouvě na poskytování této PpS je stanovena pro každý blok dodavatele jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby a za 1 MWAr smlouvaného certifikovaného regulačního rozsahu.

- **schopnost ostrovního provozu (OP)**

OP je schopnost elektrárenského bloku pracovat do vydělené části vnější sítě, tzv. ostrova. Tato schopnost je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku a značnými změnami frekvence a napětí. Požadavky na schopnosti bloku jsou přechod do ostrovního provozu, ostrovní provoz, opětovné připojení ostrova k soustavě a dostupnost služby.

Tuto službu mohou poskytovat zdroje o instalovaném jednotkovém výkonu větším jak 50 MW a splňující podmínky Kodexu PS. Cena dohodnutá ve smlouvě na poskytování této PpS je stanovena pro každý blok dodavatele jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby.

- **start ze tmy (BS)**

Start ze tmy je schopnost najetí bloku elektrárny bez podpory vnějšího zdroje napětí, schopnost dosažení daného napětí, možnost připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu. Tato služba umožňuje

obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu soustavy, kde hlavním cílem je uvést postiženou oblast do normálního provozního stavu v krátkém čase a bezpečným způsobem. Tuto službu poskytují zdroje, které splnily certifikační podmínky a jsou schopny startu ze tmy a zároveň jsou významné pro obnovu PS.

Cena dohodnutá ve smlouvě na poskytování této podpůrné služby je stanovena pro každý blok dodavatele jako pevná měsíční platba za poskytování služby.

5.2.3 Služby získané spoluprací se zahraničím

Poslední variantou na zajištění optimálního chodu sítě je získání regulační energie ze zahraničí formou operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí na úrovni PS. Mezi tyto služby se řadí:

- **havarijní výpomoc**

Havarijní výpomoc ze synchronně propojených přenosových soustav je určena k doplnění objemu podpůrných služeb v ČR. Principem je sdílení rezerv mezi některými sousedními PS. Elektřina dodaná nebo odebraná z ES ČR je považována za regulační energii dodanou ČEPS. Pro účely zúčtování tuto regulační energii poskytuje ČEPS a stanovuje její cenu. Tato služba je reciproční.

- **dodávka garantované a negarantované regulační energie ze zahraničí**

Ke sjednání operativní dodávky elektřiny ze zahraničí dochází v případě, že požadované PpS nebyly v rámci výběrového řízení nabídnuty v požadované výši nebo ceny za takto nabídnuté služby výrazně převyšovaly obvyklé ceny. Smlouvy uzavírá ČEPS s fyzickou či právnickou osobou, která garantuje dodávku elektřiny ze zahraniční soustavy z konkrétního výrobního zařízení.

- **dodávka regulační energie ze zahraničí v rámci spolupráce na úrovni PPS**

Jedná se o vzájemnou výměnu elektřiny mezi spolupracujícími PPS využité jako regulační energie pro udržování výkonové rovnováhy v rámci sekundární regulace. K dodávce dochází operativně na základě vyhodnocení stavu potřeb soustav automatickým propojeným řídicím systémem. Takto dodaná nebo odebraná elektřina z ES ČR je považována za regulační energii dodanou ČEPS. Pro účely zúčtování tuto regulační energii poskytuje ČEPS a stanovuje její cenu v souladu s Cenovým rozhodnutím ER Ú.

Přehledné schéma rozdělení podpůrných služeb je uvedeno v Tab. 8 v Příloze A.

5.3 Denní trh s PpS

Denní trh je organizován ČEPS prostřednictvím obchodního portálu Damas Energy. Veškeré podmínky užívání obchodního portálu (elektronické předkládání nabídek, informace o výsledku vyhodnocení nabídek na poskytování Pps, časy uzávěrek,..) jsou popsány v Dohodě PpS [17] a Pravidlech provozu obchodního portálu [18].

Obchodování probíhá obvykle pouze v pracovních dnech. ČEPS má pravomoc změnit obchodování probíhající v nepracovní dny na denní. Tuto změnu ale musí ČEPS zveřejnit na internetové stránce a ohlásit ji smluvním poskytovatelům PpS nejméně 30 kalendářních dnů před dnem účinnosti této změny.

Poptávku po jednotlivých PpS zveřejňuje ČEPS den předem na následující pracovní den. V poslední pracovní den před nepracovním dnem jsou zveřejněny poptávky na všechny následující nepracovní dny a první pracovní den poté.

Poskytovatelé PpS předkládají své nabídky na jednotlivé kategorie služeb přes vyplněný elektronický formulář obchodního portálu, který odešlou nejpozději do času uzávěrky pro příjem nabídek dle Pravidel obchodního portálu. Je-li společností ČEPS stanoven cenový limit, nesmí nabízená cena za výkon tento limit přesáhnout.

Výsledky vyhodnocení nabídek jsou všem nabízejícím poskytovatelům zpřístupněny po uzavěrci DT. Výsledky potvrzují pro každou obchodní hodinu akceptovaný objem poskytované služby a marginální cenu. Zveřejněním těchto výsledků akceptovaných hodnot nabídky je sjednán obchodní případ nákupu PpS mezi ČEPS a smluvním poskytovatelem v rozsahu a s cenami stanovenými ve výsledcích. Jsou – li nabízené ceny vyšší než obvyklé nebo dojde – li k technickým problémům obchodního portálu, může ČEPS zrušit denní nákup všech PpS nebo nákup konkrétní podpůrné služby v určitém čase.

5.4 Regulační energie

Pojmem regulační energie je chápán rozdíl energie mezi skutečně dodanou energií při poskytování PpS a dodávkou odpovídající diagramovému bodu bloku vycházející ze smluvených hodnot dodávek elektřiny. Tento rozdíl musí být způsoben požadavky dispečinku ČEPS a být v příčinné souvislosti s poskytováním PpS.

Regulační energie může být kladná, je-li skutečná dodávka bloku vyšší než plánovaná (odpovídající diagramovému bodu bloku) nebo záporná, je-li nižší.

Regulační energie nevzniká aktivací PpS PR a nemůže také vzniknout v obchodním intervalu, kdy nebyly ČEPS vykoupěny příslušné PpS.

Velikost regulační energie stanovuje ČEPS z minutových hodnot svého ŘS následujícím způsobem:

- Existuje - li v řídicím systému ČEPS žádaná hodnota výkonu bloku (zejména pro PpS SR a pro souběh PpS SR a MZt), regulační energie je vypočtena jako rozdíl energie získané integrováním hodnoty žádaného výkonu bloku v řídicím systému a energie odpovídající diagramovému bodu tohoto bloku.
- Není – li k dispozici hodnota žádaného výkonu, regulační energie je vypočtena jako rozdíl energie získané integrováním skutečného výkonu bloku na svorkách generátoru a energie odpovídající diagramovému bodu tohoto bloku.
- Je - li diagramový bod v daném obchodním intervalu roven nule, lze za regulační energii označit veškerou energii dodanou do sítě po aktivaci příslušných PpS.
- V případě aktivace SV₃₀ a OP je za regulační energii označena energie odpovídající rozdílu skutečné a sjednané dodávky elektřiny.

Při výpočtu velikosti regulační energie podle postupu v bodech 1. a 2. je zohledněna případná změna vlastní spotřeby bloku vyvolanou aktivací PpS.

velikost regulační energie z aktivace SR [17]

Pro samostatně poskytovanou SR vychází velikost E_{regSR} v každé minutě z rozdílu průměrného výkonu Bloku požadovaného ŘS ČEPS a výkonu Bloku z poslední platné PP (P_{dg}).

Velikost regulační energie z aktivace SR dodané v celé obchodní hodině je popsána vztahem:

$$E_{regSR} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [(P_{\dot{z}ad,t} - P_{dg}) - \Delta VS_t] \quad [\text{MWh}; \text{MW}, \text{MW}] \quad (8.1)$$

Kde t je pořadové číslo minutové hodnoty v příslušné obchodní hodině a T počet minutových hodnot v celé obchodní hodině.

velikost regulační energie z aktivace MZ_t [17]

Velikost E_{reg} v každé minutě pro samostatně poskytovanou MZ_t vychází velikost z rozdílu skutečného průměrného výkonu Bloku ŘS ČEPS (P_{sk}) a výkonu Bloku z poslední platné PP (P_{dg}).

Velikost regulační energie z aktivace MZ_t dodané v celé obchodní hodině je určena vzorcem:

$$E_{reg} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [(P_{sk} - P_{dg}) - \Delta VS_t] \quad [\text{MWh}; \text{MW}, \text{MW}] \quad (8.2)$$

Člen ΔVS_t obsažený ve vztazích (8.1) a (8.2) zohledňuje případné změny vlastní spotřeby zařízení poskytovatele, ke kterým dochází v reálném provozu. Tyto změny mohou být vyvolány běžnými provozními změnami (př. teplárenské odběry, změna kvality paliva,...) nebo změnou výkonu Bloku v důsledku aktivace PpS.

Odpovědnost za úhradu dodávky/nedodávky regulační energie dodané nad/pod rámec hodnoty plánované v plánu provozu v důsledku využití výkonu bloků pro PpS a jejich regulace nese OTE, kterému jsou společnosti ČEPS každý den předávány údaje o velikostech regulační energie jednotlivých bloků.

Na velikost potřebného množství regulační energie má příznivý efekt projekt Grid Control Cooperation [19]. Projekt je založen na principu možnosti přeshraniční výměny regulační energie s evropskými provozovateli přenosových soustav. V reálném čase zabráňuje aktivaci sekundární regulace v jednotlivých regulačních zónách vzájemně proti sobě. Pro výměnu se používají přeshraniční přenosové kapacity, které zbyly po skončení přeshraniční vnitrodenní alokace, a tudíž nedochází ke snižování kapacity pro účastníky trhu. ČEPS je v současné době zapojena do dvou mezinárodních projektů:

- projekt e-GCC - od března 2012, spolupráce s PPS ze Slovenska,
- projekt IGCC (International Grid Control Cooperation) - od června, přeshraniční výměna RE o PPS z Německa, Dánska, Nizozemska, Švýcarska a Belgie.

5.4.1 Obchodování s regulační energií

Regulační energie se obchoduje na **vyrovnávacím trhu s regulační energií**.

Smyslem tohoto trhu je bilanční řešení nerovnováhy elektřiny v ES. Vyrovnávací trh je organizován operátorem trhu. Poptávající/nabízející stranou je provozovatel přenosové soustavy s cílem zajistit regulační energii na vyrovnání systémové odchylky. Předmětem obchodování je elektřina, kterou PPS používá k udržení výkonové rovnováhy v elektrizační soustavě neboli dodávce regulační energie. Poptávka po regulační energii je vytvořena na základě predikce systémové odchylky z prediktorů provozovaných ČEPS.

Významným rozdílem oproti nákupu PpS je zajištění RE bez nutnosti aktivace PpS poskytovaných certifikovanými bloky, čímž dochází k jejich šetření pro další regulaci ES. Obchoduje se zde kladná a záporná regulační energie v minimálním množství jedné MWh a maximálním množství 100 MWh.

Vyrovnávacího trhu se může účastnit i RÚT, ale musí mít smlouvu o přístupu na vyrovnávací trh s OTE a souhlas subjektu zúčtování, který převzal za něj odchylku. Tento trh je vhodný pro malé výrobce, jejichž zařízení nespĺňují technické podmínky poskytování PpS, ale chtějí se tímto způsobem podílet na regulaci soustavy. Výrobci sice nedostávají stálou platbu za rezervovaný výkon (tak jako při poskytování PpS), ale nemusí plnit technické požadavky, garantovat výkon, atd.

Vyrovnávací trh s RE je uskutečňován po uzavření dvoustranného obchodování a po uzavření krátkodobého trhu s elektřinou. Volný výkon lze nabízet 1 hodinu před začátkem každé dodávky. Společnost ČEPS, a.s. zadá svoji poptávku 45 minut před obchodní hodinou. K uzavření VT poté dojde třicet minut před začátkem obchodní hodiny. Provozovatel přenosové soustavy vyhodnotí přijatou nabídku regulační energie jako uskutečněnou dodávku regulační energie a předá ji operátorovi trhu k vypořádání do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek. Trh je v provozu 24 hodin denně 365 dní v roce.

Energie nakoupená na tomto trhu značí pro ČEPS dodatečný zásobník regulační energie, která může být levnější než regulační energie ze zdrojů PpS. Především ale vyrovnávací trh umožňuje šetřit výkon PpS na okamžitou regulaci odchylek. VT není schopen suplovat výkon PpS potřebný pro okamžité pokrytí

výpadku a sekundární regulaci výkonu, ale může mírnit nároky na velikost rezervovaného výkonu v terciární regulaci. Protože není nabídka garantována a nemusí být v kritickém okamžiku k dispozici, vytváří se pravděpodobnostní modely, které předpovídají disponibilitu jednotlivých zdrojů. Správná predikce disponibility zdrojů a vývoje výkonové bilance je klíčovým prvkem VT, jelikož špatná předpověď by mohla situaci ještě více zhoršit a přinést další zbytečné vícenáklady. Pokud se úspěšnost nákupu pohybuje okolo současných 90%, dochází ke snížení nákladů na řízení odchylky a zvýšení spolehlivosti soustavy [1].

Vliv VT výrazně vzrostl s rozvojem proměnlivého výkonu OZE, který přinesl zvýšený rozsah odchylek, zejména v kladném smyslu (přebytek výkonu v ES). Z tohoto důvodu má většina obchodované RE záporné znaménko.

Další možností získání regulační energie je její nákup **ze zahraničí**.

Elektřina ze zahraničí je vždy zprostředkovávána společností ČEPS jakožto provozovatelem přenosové soustavy. Je využívána pouze v případě, že není – li ani po opakované poptávce zajištěn dostatek PpS. Smluvným saldem se rozumí rozdíl mezi přenosem elektřiny ze zahraničí a přenosem elektřiny do zahraničí. Saldo je kladné, pokud je smluvní dodávka ze zahraničí větší než smluvní dodávka do zahraničí. V opačném případě je saldo záporné.

Vypořádání dodávek elektřiny ze zahraničí zahrnuje operátor trhu do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek u daného subjektu zúčtování.

Pro poskytování regulační energie ze/do zahraničí je nezbytné mít uzavřenou smlouvu o operativní dodávce elektřiny ze/do zahraničí ve smyslu § 7 odst. 1, písm. c) bod 2 vyhlášky č. 541/2005 Sb. Smluvními stranami této smlouvy jsou ČEPS a Poskytovatel [5].

5.4.2 Zúčtování regulační energie

Cena za dodanou kladnou regulační energii je rovna nabídkové ceně kladné regulační energie dodané na blocích poskytujících podpůrné služby nebo opatřené ze zahraničí, pokud je regulační energie obstarána prostřednictvím aktivací PpS.

Cena za kladnou regulační energii získanou na vyrovnávacím trhu s regulační energií je rovna:

- a) vyšší z cen (nabídková cena sjednaná na vyrovnávacím trhu nebo vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie), je-li v dané obchodní hodině systémová odchylka záporná,
- b) nabídkové ceně, je-li v dané obchodní hodině systémová odchylka kladná.

Dle cenového prohlášení ERÚ [3] je pevná cena za dodávku kladné regulační energie bloky, které měly v dané obchodní hodině aktivovanou sekundární regulaci, nebo za operativní dodávku kladné regulační energie v rámci spolupráce na úrovni provozovatelů přenosových soustav v sekundární regulaci 2 350 Kč/MWh. Tuto cenu účtuje poskytovatel regulační energie operátorovi trhu.

Cena za dodanou zápornou regulační energii je rovna nabídkové ceně záporné regulační energie dodané na blocích poskytujících podpůrné služby nebo opatřené ze zahraničí, pokud je regulační energie obstarána prostřednictvím aktivací PpS.

Cena za zápornou regulační energii získanou na vyrovnávacím trhu s regulační energií je rovna:

- a) nižší z cen (nabídková cena sjednaná na vyrovnávacím trhu nebo vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie), je-li v dané obchodní hodině systémová odchylka kladná,
- b) nabídkové ceně, je-li v dané obchodní hodině systémová odchylka záporná.

Dle cenového prohlášení ERÚ [3] je pevná cena za dodávku záporné regulační energie bloky, které měly v dané obchodní hodině aktivovanou sekundární regulaci, nebo za operativní dodávku záporné regulační

energie v rámci spolupráce na úrovni PPS v sekundární regulaci 1 Kč/MWh. Tuto cenu účtuje poskytovatel regulační energie operátorovi trhu.

Cena kladné i záporné regulační energie dodané bloky, které měly v dané obchodní hodině aktivovanou pouze sekundární regulaci nebo sdruženou podpůrnou službu z Vltavské kaskády, jsou stanoveny cenovým rozhodnutím ERÚ.

Cena odchylky pro každou obchodní hodinu je stanovena OTE následujícím způsobem:

a) je-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, je zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena elektřiny v dané obchodní hodině. Je-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použije se cena stanovená ERÚ ,

b) je-li systémová odchylka kladná, je zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena elektřiny v dané obchodní hodině pro vyrovnání kladné systémové odchylky. Je-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použije se cena stanovená ERÚ .

Zúčtovací cena protiodchylky se stanovuje níže uvedeným postupem:

a) je-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, je zúčtovací cenou protiodchylky vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu). V případě, že nebyla dodána žádná elektřina na vyrovnávacím trhu s RE, tak je použita cena stanovená ERÚ.

b) je-li systémová odchylka kladná, je zúčtovací cenou protiodchylky vážený průměr cen z aktivované záporné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu). V případě, že nebyla dodána žádná elektřina na vyrovnávacím trhu s RE, tak je opět použita cena stanovená ERÚ.

Podle cenového prohlášení ERÚ [3] pevné zúčtovací ceny v Kč/MWh uplatněné OTE podle Pravidel trhu s elektřinou [5] se vypočtou

a) v případě, že v dané obchodní hodině je systémová odchylka záporná nebo rovna nule, podle vzorce:

$$C = 2\,350 + 5,5 \cdot S \quad [\text{Kč/MWh}; \text{Kč,MWh}] \quad (8.3)$$

b) v případě, že v dané obchodní hodině je systémová odchylka kladná, podle vzorce:

$$C = 1 + 3,5 \cdot S \quad [\text{Kč/MWh}; \text{Kč,MWh}] \quad (8.4)$$

kde S je absolutní hodnota systémové odchylky v MWh.

5.5 Porovnání poskytování PpS a silové elektřiny

V této kapitole je proveden výpočet, který má propočítat výhodnost substituce poskytování podpůrných služeb oproti prodeji silové elektřiny u dvou imaginárních výroben.

První výrobnou je elektrárna o čtyřech turbogenerátorech. Parametry turbogenerátoru a druhy paliva jsou uvedeny přehledně v Tab. 3. Pro tuto imaginární výrobnou sloužila jako vzor elektrárna Kladno společnosti Alpiq [20], která je významným reálným poskytovatelem PpS.

Výrobnou 2 představuje tepelnou elektrárnu se čtyřmi bloky s $P_i = 200$ MW pro každý blok. Palivem je severočeské uhlí o výhřevnosti 11,6 GJ/t. Data jsou uvedeny v Tab. 5. Pro Výrobnou 2 je jako předloha uvažována Elektrárna Chvaletice [21].

Pro lepší srovnávání substituce poskytování PpS oproti prodeji silové elektřiny je počítán roční zisk s tím, že u obou způsobů je uzavřen roční kontrakt s konstantní cenou. Je zde zaveden předpoklad, že výrobní zařízení uspělo ve výběrovém řízení na poskytování PpS. Prodejní cena silové elektřiny je stanovena jako roční kontrakt na prodej elektřiny v hodnotě 42,5 EUR/MWh.

Ceny za poskytování jednotlivých podpůrných služeb jsou uvedeny v Tab. 1. Pro zjednodušení výpočtu byly tyto ceny stanoveny jako průměr z hodnot vážených průměrů za poskytování PpS pro rok 2013 zveřejněných na internetových stránkách ČEPS [22]. Ceny jsou členěny do čtyř cenových hladin podle období, kdy jsou poskytovány (pracovní den, pracovní noc, nepracovní den, nepracovní noc).

Tab. 1 Cena vyplácená za poskytování PpS

Typ\doba	cena za poskytnutou Kč/MWh			
	pracovní den	pracovní noc	nepracovní den	nepracovní noc
PR	831	812	832	813
SR	821	772	810	768
MZ+15	423	365	393	361
MZ-15	351	341	370	349

Ostatní hodnoty cen (př. cena uhlí,...) použité během výpočtu vychází z obvyklých tržních cen. Další využitě parametry (př. výhřevnost, daň,...) opět vychází z reálných hodnot.

Hodnoty a konstanty použité ve výpočtu jsou uvedeny v Tab. 2, resp. Tab. 1. Vlastní výpočet je detailně ukázán u Výrobní 1 v kapitole 5.5.1. Výpočet u Výrobní 2 je zpracován obdobně v kapitole 5.5.2.

Tab. 2 Hodnoty parametrů a konstant používaných ve výpočtu

cena regulační energie+	2462 Kč/MWh	počet pracovních dní v roce	251
cena regulační energie-	30 Kč/MWh	počet nepracovních dní v roce	114
palivové náklady (uhelné el.)	180 Kč/MWh	počet pracovních denních hodin v roce*	4016
palivové náklady (plynné el.)	800Kč/MWh	počet pracovních nočních hodin v roce*	2018
cena emisních povolenek CO ₂	3,1 EUR/t	počet nepracovních denních hodin v roce	1824
cena emisních povolenek CO ₂	80,6 Kč/t	počet nepracovních nočních hodin v roce	912
cena silové elektřiny	42,5 EUR/MWh	počet hodin v roce	8760
cena silové elektřiny	1105 Kč/MWh	daň ze zisku	19%
účinnost uhelné elektrárny	0,32	koeficient emisivity CO ₂ (uhelné el.)	1,15
účinnost plyné elektrárny	0,402	koeficient emisivity CO ₂ (plynné el.)	0,2
množství regulační energie+ v roce 2012 388 451,7 MWh			
množství regulační energie- v roce 2012 390 044,8 MWh			
*denní hodiny = 06:00 – 22:00, noční hodiny = 22:00 – 06:00			

5.5.1 Výrobní 1

Tab. 3 Parametry Výrobní 1

turbogenerátor	elektrický výkon [MWe]	typ paliva
TG1	136	hnědé uhlí (výhřevnost 17,6 GJ/t)
TG2	136	hnědé uhlí (výhřevnost 17,6 GJ/t)
TG3	67	zemní plyn
TG4	45	zemní plyn

Výrobní 1 poskytuje podpůrné služby v rozsahu dle Tab. 4. Tyto hodnoty vychází z údajů z roční přípravy provozu ČEPS pro rok 2013 [23] pro obdobný typ výrobní.

Tab. 4 Velikosti poskytovaných záloh Výrobní 1

poskytovaná záloha	
PR	[MW] 13,5

SR	[MW]	60
MZ+15	[MW]	135
MZ-15	[MW]	50
% z RE+	[%]	14
% z RE-	[%]	13,75

a) Poskytování PpS

Zisk z poskytování podpůrných služeb tvoří tři základní složky:

- tržby za poskytování záloh (tržby_{PpS})
- tržby za poskytnutí kladné regulační energie (tržby_{RE+})
- tržby za poskytnutí záporné regulační energie (tržby_{RE-})

$$\mathbf{ZISK}_{PpS} = (\mathbf{tržby}_{PpS} + \mathbf{tržby}_{RE+} + \mathbf{tržby}_{RE-}) \cdot (\mathbf{1 - daň}) \quad [\text{Kč; Kč,-}] \quad (8.5)$$

Tržby za poskytování záloh se rovnají sumě výnosů z poskytování záloh jednotlivých PpS. Platí tedy:

$$\mathbf{tržby}_{PpS} = (\mathbf{tržby}_{PR} + \mathbf{tržby}_{SR} + \mathbf{tržby}_{MZ+15} + \mathbf{tržby}_{MZ-15}) \quad [\text{Kč; Kč,}] \quad (8.6)$$

Jednotlivé dílčí složky se vypočítají následujícím způsobem:

$$\mathbf{tržby}_{PR} = \mathbf{RZPR} \cdot (\mathbf{C}_{PRpd} \cdot \mathbf{T}_{pd} + \mathbf{C}_{PRpn} \cdot \mathbf{T}_{pn} + \mathbf{C}_{PRnd} \cdot \mathbf{T}_{nd} + \mathbf{C}_{PRnn} \cdot \mathbf{T}_{nn}) \quad [\text{Kč; MW, Kč/MWh, hod}] \quad (8.7)$$

$$\mathbf{tržby}_{SR} = \mathbf{RZSR} \cdot (\mathbf{C}_{SRpd} \cdot \mathbf{T}_{pd} + \mathbf{C}_{SRpn} \cdot \mathbf{T}_{pn} + \mathbf{C}_{SRnd} \cdot \mathbf{T}_{nd} + \mathbf{C}_{SRnn} \cdot \mathbf{T}_{nn}) \quad [\text{Kč; MW, Kč/MWh, hod}] \quad (8.8)$$

$$\mathbf{tržby}_{MZ+15} = \mathbf{RZMZ}_{+15} \cdot (\mathbf{C}_{MZ+15pd} \cdot \mathbf{T}_{pd} + \mathbf{C}_{MZ+15pn} \cdot \mathbf{T}_{pn} + \mathbf{C}_{MZ+15nd} \cdot \mathbf{T}_{nd} + \mathbf{C}_{MZ+15nn} \cdot \mathbf{T}_{nn})$$

[Kč; MW, Kč/MWh, hod] (8.9)

$$\mathbf{tržby}_{MZ-15} = \mathbf{RZMZ}_{-15} \cdot (\mathbf{C}_{MZ-15pd} \cdot \mathbf{T}_{pd} + \mathbf{C}_{MZ-15pn} \cdot \mathbf{T}_{pn} + \mathbf{C}_{MZ-15nd} \cdot \mathbf{T}_{nd} + \mathbf{C}_{MZ-15nn} \cdot \mathbf{T}_{nn})$$

[Kč; MW, Kč/MWh, hod] (8.10)

Kde dolní indexy mají tyto významy:

pd....pracovní denní

pn....pracovní noční

nd....nepracovní denní

nd....nepracovní noční

Pro Výrobní 1 mají poté tyto tržby následující hodnoty:

$$\mathbf{tržby}_{PR} = 13,5\text{MW} \cdot \left(\begin{array}{l} 831\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 4016\text{hod} + 812\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 2008\text{hod} + \\ + 832\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 1824\text{hod} + 813\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 912\text{hod} \end{array} \right) = 97,562\text{mil.Kč}$$

$$\mathbf{tržby}_{SR} = 60\text{MW} \cdot \left(\begin{array}{l} 821\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 4016\text{hod} + 772\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 2008\text{hod} + \\ + 810\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 1824\text{hod} + 768\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 912\text{hod} \end{array} \right) = 421,051\text{mil.Kč}$$

$$\mathbf{tržby}_{MZ+15} = 135\text{MW} \cdot \left(\begin{array}{l} 423\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 4016\text{hod} + 365\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 2008\text{hod} + \\ + 393\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 1824\text{hod} + 361\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 912\text{hod} \end{array} \right) = 469,497\text{mil.Kč}$$

$$\mathbf{tržby}_{MZ-15} = 50\text{MW} \cdot \left(\begin{array}{l} 351\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 4016\text{hod} + 341\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 2008\text{hod} + \\ + 370\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 1824\text{hod} + 349\text{Kč} / \text{MWh} \cdot 912\text{hod} \end{array} \right) = 154,376\text{mil.Kč}$$

Dle rovnice (8.6)

je pak celková tržba za poskytování regulačních záloh rovna:

$$\underline{\text{tržby}_{\text{PPS}}} = (97,562 + 421,051 + 469,497 + 154, 376) \text{ mil. Kč} = \underline{1\,142,944 \text{ mil. Kč}}$$

Další položkou jsou tržby za poskytnutí kladné regulační energie.

$$\text{tržby}_{\text{RE}+} = 0,01 \cdot \% \text{RE}_+ \cdot M_{\text{RE}+} \cdot C_{\text{RE}+} - \frac{M_{\text{RE}+} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_+ \cdot N_{\text{Pu}} \cdot 1}{\eta_u \cdot 4} - \frac{M_{\text{RE}+} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_+ \cdot N_{\text{Pp}} \cdot 3}{\eta_p \cdot 4} - \frac{M_{\text{RE}+} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_+ \cdot k_u \cdot C_{\text{CO}_2} \cdot 1}{4} - \frac{M_{\text{RE}+} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_+ \cdot k_p \cdot C_{\text{CO}_2} \cdot 3}{4}$$

tržby_{RE+} = viz. výše [Kč] (8.11)

Kde %RE₊ je podíl Výroby na celkové dodané kladné regulační energie. Množství celkové kladné regulační energie vychází z roční zprávy o trhu za rok 2012 vydanou OTE [24]. Poměr 1/4 u uhlí, resp. 3/4 u plynu značí podíl jednotlivých paliv Výroby na vyrobené energii. Z důvodu velmi rychlých startů je u regulačních služeb preferován plynový zdroj. Číselně mají *tržby*_{RE+} tento tvar:

$$\underline{\text{tržby}_{\text{RE}+}} = 0,01 \cdot 14 \cdot 388451,7 \text{ MWh} \cdot 2462 \text{ Kč} / \text{MWh} - \frac{388451,7 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 14 \cdot 180 \text{ Kč} / \text{MWh} \cdot 1}{0,32 \cdot 4} - \frac{388451,7 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 14 \cdot 800 \text{ Kč} / \text{MWh} \cdot 3}{0,402 \cdot 4} - \frac{388451,7 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 14 \cdot 1,15 \text{ t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{ Kč} / \text{t} \cdot 1}{4} - \frac{388451,7 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 14 \cdot 0,2 \text{ t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{ Kč} / \text{t} \cdot 3}{4} = \underline{43,157 \text{ milKč}}$$

Třetí položkou jsou tržby za poskytnutí záporné regulační energie. Vypočítají se následovně:

$$\text{tržby}_{\text{RE}-} = 0,01 \cdot \% \text{RE}_- \cdot M_{\text{RE}-} \cdot C_{\text{RE}-} + \frac{M_{\text{RE}-} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_- \cdot N_{\text{Pu}} \cdot 1}{\eta_u \cdot 4} + \frac{M_{\text{RE}-} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_- \cdot N_{\text{Pp}} \cdot 3}{\eta_p \cdot 4} + \frac{M_{\text{RE}-} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_- \cdot k_u \cdot C_{\text{CO}_2} \cdot 1}{4} + \frac{M_{\text{RE}-} \cdot 0,01 \cdot \% \text{RE}_- \cdot k_p \cdot C_{\text{CO}_2} \cdot 3}{4}$$

tržby_{RE-} = viz. výše [Kč] (8.12)

Po dosazení hodnot do rovnice (8.12) dostaneme:

$$\underline{\text{tržby}_{\text{RE}-}} = 0,01 \cdot 13,75 \cdot 390044,8 \text{ MWh} \cdot 30 \text{ Kč} / \text{MWh} + \frac{390044,8 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 13,75 \cdot 180 \text{ Kč} / \text{MWh} \cdot 1}{0,32 \cdot 4} + \frac{390044,8 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 13,75 \cdot 800 \text{ Kč} / \text{MWh} \cdot 3}{0,402 \cdot 4} + \frac{390044,8 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 13,75 \cdot 1,15 \text{ t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{ Kč} / \text{t} \cdot 1}{4} + \frac{390044,8 \text{ MWh} \cdot 0,01 \cdot 13,75 \cdot 0,2 \text{ t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{ Kč} / \text{t} \cdot 3}{4} = \underline{91,089 \text{ milKč}}$$

Nyní můžeme dosadit do základní rovnice (8.5).

$$\underline{\text{ZISK}_{\text{PPS}}} = (1\,142,944 + 43,157 + 91,089) \text{ mil. Kč} \cdot (1-0,19) = \underline{1\,034,524 \text{ mil. Kč}}$$

b) Prodej silové elektřiny

Na finální zisk z prodeje silové elektřiny mají vliv především tři základní složky. Jsou jimi:

- tržby za prodej silové elektřiny (*tržby*_{SE})
- náklady na paliva spotřebované na výrobu daného množství energie (*N_P*)

- náklady za emisní povolenky (N_{CO_2})

$$\mathbf{ZISK}_{SE} = (\mathbf{tržby}_{SE} - N_P - N_{CO_2}) \cdot (1 - \mathbf{daň}) \quad [\text{Kč; Kč, -}] \quad (8.13)$$

Tržby za silovou elektřinu jsou určeny množstvím prodané silové elektřiny a smluvně dohodnutou cenou za silovou elektřinu. Jako množství prodané elektřiny chápeme objem regulačních záloh, které nyní nejsou využity na poskytování PpS, ale jsou přímo prodány. Lze poté psát:

$$\mathbf{tržby}_{SE} = (RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot C_{SE} \quad [\text{Kč; MW, hod, Kč/MWh}] \quad (8.14)$$

Po dosazení dostaneme hodnoty:

$$\underline{\mathbf{tržby}_{SE}} = (13,5MW + 60MW + 135MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 1105 \text{Kč} / \text{MWh} = \underline{\underline{2018,238 \text{mil. Kč}}}$$

Náklady na palivo jsou opět složeny z nákladu na uhlí a na zemní plyn. Z důvodu ceny je preferována výroba z uhelných zdrojů oproti nerentabilní výrobě ze zemního plynu. Výroba z uhlí tvoří 75% produkce elektřiny. Náklady můžeme zapsat následujícím způsobem:

$$N_P = \frac{(RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot N_{Pu} \cdot 3}{\eta_u \cdot 4} + \frac{(RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot N_{Pp} \cdot 1}{\eta_p \cdot 4}$$

$$N_P = \text{viz. výše} \quad [\text{Kč; MW, hod, Kč/MWh}] \quad (8.15)$$

Po dosazení hodnot dostaneme výraz:

$$\underline{N_P} = \frac{(13,5MW + 60MW + 135MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 180 \text{Kč} / \text{MWh} \cdot 3}{0,32 \cdot 4} + \frac{(13,5MW + 60MW + 135MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 800 \text{Kč} / \text{MWh} \cdot 1}{0,402 \cdot 4} = \underline{\underline{1679,224 \text{mil. Kč}}}$$

Náklady na emisní povolenky jsou také složeny ze dvou částí – za uhelnou část a za část plynou.

$$N_{CO_2} = \frac{(RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot k_u \cdot C_{CO_2} \cdot 3}{4} + \frac{(RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot k_p \cdot C_{CO_2} \cdot 1}{4}$$

$$N_{CO_2} = \text{viz. výše} \quad [\text{Kč; MW, hod, t/MWh, Kč/t}] \quad (8.16)$$

Číselně:

$$\underline{N_{CO_2}} = \frac{(13,5MW + 60MW + 135MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 1,15 \text{t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{Kč} / \text{t} \cdot 3}{4} + \frac{(13,5MW + 60MW + 135MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 0,2 \text{t} / \text{MWh} \cdot 80,6 \text{Kč} / \text{t} \cdot 1}{4} = \underline{\underline{134,332 \text{mil. Kč}}}$$

Dle základní rovnice (8.13) bude zisk z prodeje silové elektřiny roven

$$\underline{\mathbf{ZISK}_{SE}} = (2\,018,238 - 1\,679,224 - 134,332) \text{mil. Kč} \cdot (1 - 0,19) = \underline{\underline{165,793 \text{mil. Kč}}}$$

Výsledný ekonomické porovnání mezi poskytováním PpS a prodejem silové elektřiny je prostý rozdíl zisků.

$$\underline{\mathbf{AZISK}} = \mathbf{ZISK}_{PpS} - \mathbf{ZISK}_{SE} = 1\,034,524 \text{mil. Kč} - 165,793 \text{mil. Kč} = \underline{\underline{868,731 \text{mil. Kč}}}$$

5.5.2 Výrobna 2

Tab. 5 Parametry Výrobny 2

elektrárenský blok	elektrický výkon [MWe]	typ paliva
B1	200	hnědé uhlí (výhřevnost 11,6 GJ/t)
B2	200	hnědé uhlí (výhřevnost 11,6 GJ/t)
B3	200	hnědé uhlí (výhřevnost 11,6 GJ/t)
B4	200	hnědé uhlí (výhřevnost 11,6 GJ/t)

Výrobna 2 poskytuje Podpůrné služby v rozsahu dle Tab. 6. Tyto hodnoty vychází z údajů z ročního plánu provozu ČEPS pro rok 2013 [23] pro obdobný typ výroby.

Tab. 6 Velikosti poskytovaných záloh Výrobny 2

poskytovaná záloha		
PR	[MW]	40
SR	[MW]	160
MZ+15	[MW]	0
MZ-15	[MW]	70
% z RE+	[%]	0,34
% z RE-	[%]	2,1

Porovnání výnosnosti poskytování PpS a prodeje silové elektřiny je prováděno totožným způsobem jak u Výrobny 1. Jediným rozdílem je fakt, že veškerá produkce vychází z bloku používající jako primární palivo uhlí. Odpadá tedy dělení nákladů mezi uhlí a zemní plyn.

a) Poskytování PpS

Zisk z poskytování podpůrných služeb se vypočte dle rovnice (8.5). Dílčí tržby za poskytování záloh jednotlivých druhů PpS mají dle rovnic (8.7) (8.8) (8.9) (8.10) hodnoty:

$$tržby_{PR} = 40MW \cdot \left(831Kč / MWh \cdot 4016hod + 812Kč / MWh \cdot 2008hod + \right. \\ \left. + 832Kč / MWh \cdot 1824hod + 813Kč / MWh \cdot 912hod \right) = 289,073mil.Kč$$

$$tržby_{SR} = 160MW \cdot \left(821Kč / MWh \cdot 4016hod + 772Kč / MWh \cdot 2008hod + \right. \\ \left. + 810Kč / MWh \cdot 1824hod + 768Kč / MWh \cdot 912hod \right) = 1124,027mil.Kč$$

$$tržby_{MZ-15} = 70MW \cdot \left(351Kč / MWh \cdot 4016hod + 341Kč / MWh \cdot 2008hod + \right. \\ \left. + 370Kč / MWh \cdot 1824hod + 349Kč / MWh \cdot 912hod \right) = 216,126mil.Kč$$

Celkové tržby za poskytování záloh se dle rovnice (8.6)

rovnají:

$$tržby_{PpS} = (289,073 + 1\,124,027 + 0 + 216,26) \text{ mil. Kč} = \underline{1\,629,225 \text{ mil. Kč}}$$

Tržby za poskytnutí kladné regulační energie jsou mírnou úpravou rovnice (8.11) rovny:

$$tržby_{RE+} = 0,01 \cdot \%RE_+ \cdot M_{RE+} \cdot C_{RE+} - \frac{M_{RE+} \cdot 0,01 \cdot \%RE_+ \cdot N_{Pu}}{\eta_u} - M_{RE+} \cdot 0,01 \cdot \%RE_+ \cdot k_u \cdot C_{CO2}$$

tržby_{RE+} = viz. výše [Kč] (8.17)

$$\underline{\underline{tržby_{RE+}}} = 0,01 \cdot 0,34 \cdot 388451,7 MWh \cdot 2462 K\check{c} / MWh - \frac{388451,7 MWh \cdot 0,01 \cdot 0,34 \cdot 180 K\check{c} / MWh}{0,32} - 388451,7 MWh \cdot 0,01 \cdot 0,34 \cdot 1,15 t / MWh \cdot 80,6 K\check{c} / t = \underline{\underline{2,3863 mil K\check{c}}}$$

Třetí položku tvoří tržby za poskytnutí záporné regulační energie. Vypočítají se mírnou úpravou rovnice (8.12):

$$tržby_{RE-} = 0,01 \cdot \%RE_- \cdot M_{RE-} \cdot C_{RE-} + \frac{M_{RE-} \cdot 0,01 \cdot \%RE_- \cdot N_{Pu}}{\eta_u} + M_{RE-} \cdot 0,01 \cdot \%RE_- \cdot k_u \cdot C_{CO2}$$

$$tržby_{RE-} = \text{viz. výše} \quad [K\check{c}] \quad (8.18)$$

Po dosazení hodnot do rovnice (8.18) dostaneme:

$$\underline{\underline{tržby_{RE-}}} = 0,01 \cdot 2,1 \cdot 390044,8 MWh \cdot 30 K\check{c} / MWh + \frac{390044,8 MWh \cdot 0,01 \cdot 2,1 \cdot 180 K\check{c} / MWh}{0,32} + 390044,8 MWh \cdot 0,01 \cdot 2,1 \cdot 1,15 t / MWh \cdot 80,6 K\check{c} / t = \underline{\underline{5,6124 mil K\check{c}}}$$

Nyní můžeme dosadit do základní rovnice (8.5):

$$\underline{\underline{ZISK_{PpS}}} = (1 \ 629,225 + 2,3863 + 5,6124) \text{mil. K\check{c}} \cdot (1-0,19) = \underline{\underline{1 \ 326,151 \text{mil. K\check{c}}}}$$

b) Prodej silové elektřiny

Tržby za silovou elektřinu jsou určeny dle rovnice (8.14):

$$\underline{\underline{tržby_{SE}}} = (40 MW + 160 MW + 0 MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 1105 K\check{c} / MWh = \underline{\underline{1935,960 \text{mil. K\check{c}}}}$$

Náklady na palivo jsou tvořeny náklady na uhlí. Mírnou úpravou rovnice (8.15) dostaneme rovnici:

$$N_P = \frac{(RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot N_{Pu}}{\eta_u} \quad [K\check{c}; MW, \text{hod}, K\check{c}/MWh] \quad (8.19)$$

Po dosazení hodnot dostaneme výraz:

$$\underline{\underline{N_P}} = \frac{(40 MW + 160 MW + 0 MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 180 K\check{c} / MWh}{0,32} = \underline{\underline{985,5 \text{mil. K\check{c}}}}$$

Náklady na emisní povolenky jsou vypočítány dle lehce poupravené rovnice (8.16):

$$N_{CO2} = (RZPR + RZSR + RZMZ_{+15}) \cdot 8760 \cdot k_u \cdot C_{CO2} \quad [K\check{c}; MW, \text{hod}, t/MWh, K\check{c}/t] \quad (8.20)$$

Číselně:

$$\underline{\underline{N_{CO2}}} = (40 MW + 160 MW) \cdot 8760 \text{hod} \cdot 1,15 t / MWh \cdot 80,6 K\check{c} / t = \underline{\underline{162,393 \text{mil. K\check{c}}}}$$

Dle základní rovnice (8.13) bude zisk z prodeje silové elektřiny roven

$$\underline{\underline{ZISK_{SE}}} = (1 \ 935,960 - 985,5 - 162,393) \text{mil. K\check{c}} \cdot (1 - 0,19) = \underline{\underline{638,3344 \text{mil. K\check{c}}}}$$

Výsledný ekonomické porovnání mezi poskytováním PpS a prodejem silové elektřiny je prostý rozdíl zisků.

$$\underline{\underline{\Delta ZISK}} = ZISK_{PpS} - ZISK_{SE} = 1 \ 326,1515 \text{mil. K\check{c}} - 638,3344 \text{mil. K\check{c}} = \underline{\underline{687,8171 \text{mil. K\check{c}}}}$$

Při pohledu na výsledky obou typů výroben je zřejmé, že poskytování PpS je pro provozovatele výrobních zařízení velmi výhodné. Poskytování PpS je obzvláště užitečné pro elektrárny, které mají zemní plyn jako palivový zdroj. Zde se velmi výrazně projeví úspora za ušetřený zemní plyn, který nemusí být spálen, pokud není podpůrná služba aktivována. U těchto zdrojů je v současných cenových podmínkách jejich

provoz jako výrobce silové elektřiny nerentabilní (v lepším případě jenom neziskový), jelikož náklady na výrobu 1 MWh převyšují cenu za 1 MWh silové elektřiny na energetickém trhu. Provozování plynové elektrárny jako poskytovatele PpS je výhodné rovněž pro PPS, neboť plynové elektrárny jsou po vodních elektrárnách nejrychleji reagující zdroj. Uhelným elektrárnám se taktéž vyplatí být poskytovatelem PpS, ale zde rozdíl mezi poskytováním PpS a prodejem silové elektřiny není tak velký z důvodu nízké ceny uhlí a emisních povolenek CO₂.

Nevýhodou poskytování PpS je bezpodmínečná nutnost získat certifikaci na poskytování PpS a vítězství ve výběrovém řízení na poskytování PpS.

6 FAKTORY OVLIVŇUJÍCÍ CENU ELEKTŘINY A JEJÍ VÝVOJ

Cena elektřiny je stejně jako u ostatních tržních produktů určena nabídkou a poptávkou. Nabídková a poptávková křivka podléhá vlivu mnoha faktorů. Pro správné určení vlivu jednotlivých faktorů je důležité znát, v jakém časovém období cenu ovlivňují a na jakou křivku působí.

Dělení faktorů dle vlivu na nabídku či poptávku:

Nabídku silně ovlivňují následující prvky [25]:

- výrobní kapacita,
- provozní náklady výroby (palivo, emisní povolenky),
- počasí (hydrologická situace, vítr, teplota).

Na straně poptávky stojí tyto faktory [25]:

- makroekonomické faktory,
- počasí.

Dělení faktorů dle časového vlivu:

Při krátkodobém pohledu na vývoj ceny můžeme uvést následující prvky [26]:

- aktuální poptávka po primárních zdrojích a elektřině (vývoj ekonomiky, státní zásahy, fungování trhů),
- nabídka elektřiny (vliv počasí),
- situace na kapitálových trzích,
- poruchy zdrojů,

V dlouhodobém vnímání mají vliv následující faktory:

- nabídka zdrojů (těžební kapacity, palivové náklady, státní regulace),
- legislativa EU a liberalizace (disponibilita zdrojů a investice) – liberalizace trhu by měla vést ke zvýšení konkurence a následně k nižším cenám elektřiny,
- energetická politika EU (koordinace vs. individualizace EP členských zemí), - př. rozhodnutí o podpoře OZE
- vývoj ekonomiky EU a její konkurenceschopnosti (finanční krize, bankovní sektor, akcie..),
- nabídka a poptávka na světových trzích energetických komodit (ropa, uhlí, plyn, uran, povolenky,..),
- technologický vývoj.

6.1 Výrobní kapacita

Tuto kapitolu bych chtěl zaměřit na země EU. V EU byl ke konci roku 2010 instalovaný výkon zdrojů 860 410 MW, přičemž největší instalovaný výkon se nachází v Německu a Francii, kde také dochází k největší produkci, ale i spotřebě energie [27], [28].

Z údajů získaných z ERÚ z měsíční zprávy o provozu – březen 2013 [29] lze zjistit, že v České republice byly k 31.3. 2013 nainstalovány zdroje o instalovaném výkonu 20 513,10 MW. Vyrobená netto elektřina za rok 2012 dosáhla hodnoty 81 088,4 GWh [30]. Netto spotřeba elektřiny za rok 2012 činila 58 798,6 GWh [30]. Hodnota výkonového salda za rok 2012 dosahuje hodnoty -17 120,1 GWh. Česká republika je tedy značný exportér.

Dále se mezi exportéry energie řadí Německo či Francie. Naopak mezi hlavní importéry elektřiny patří Itálie. Při pohledu na celkovou energetickou nezávislost zemí zjistíme, že Česká republika je díky zásobám uhlí na třetí pozici v energetické nezávislosti v celé Evropské unii. Energetická nezávislost se pohybuje nad 70 procenty. Vyšší nezávislost na dovozech zdrojů má v Evropské unii jen Velká Británie a

Dánsko. Nejvyšší závislost na dovozu zdrojů vykazují ostrovy Kypr, Irsko, Malta a kontinentální Itálie, kde se závislost na dovozu zdrojů pohybuje okolo 85 procent [31].

Dá se předpokládat, že v budoucnu nastane pokles výrobních kapacit napříč kontinentem a nastane nedostatek zdrojů. Odhaduje se, že při nepostavení nových zdrojů se ČR stane v roce 2015 importérem elektřiny. Nejhorší situace se dá očekávat v Itálii, kde již teď je silný nedostatek energetických zdrojů. Nedostatek zdrojů pochopitelně bude tlačit ceny elektřiny vzhůru a zároveň vytvářet snahu na budování nových zdrojů energie o velkých výkonech.

Jelikož každá země měla a má jinak složené své portfolio zdrojů, tak na cenu elektřiny v dané zemi působily dříve různé vlivy různou vahou. Například z důvodu velkého množství uhelných elektráren v kontinentální Evropě hrál klíčovou roli v tvorbě ceny za elektřinu vývoj ceny uhlí. Naopak Skandinávie s velkým množstvím vodních elektráren byla více závislá na stavu vody. S postupnou liberalizací trhů a propojováním jednotlivých trhů roste komplexnost faktorů ovlivňujících cenu, takže změna ceny uhlí může vyvolat změnu ceny elektřiny v zemi, kde není postavena žádná tepelná elektrárna využívající uhlí jako palivo.

6.2 Ceny paliv

Mezi primární paliva, která ovlivňují cenu elektřinu, řadíme uhlí, ropu, zemní plyn a uran. Dalším prvkem, který ovlivňuje cenu elektřiny, jsou emisní povolenky CO₂. Změna ceny jakéhokoliv z primárních paliv se promítne do ceny za elektřinu. Případný růst cen primárních paliv způsobí nárůst cen u elektrické energie. Dále se může projevit stejně jako v jiných tržních oblastech vytěsňovací efekt, kdy subjekty na trhu dají přednost jinému ze zdrojů. V oblasti energetiky ale nemůže docházet k vytěsňovacímu efektu tak snadno jako v jiných oblastech, poněvadž není možné tak rychle přizpůsobit výrobní zdroje výhodnějším palivům.

6.2.1 Uhlí

Cena uhlí patří mezi velmi důležité faktory při tvorbě cen elektřiny, neboť v globálním měřítku je uhlí hned po ropě druhou nejvyužívanější energetickou surovinou a předpokládá se, že do pěti let předežene i ropu. Celková světová roční spotřeba se odhaduje na přibližně 7,5 miliardy tun. Asi tři čtvrtiny tohoto množství se spotřebovávají jako palivo v elektrárnách. Při současné spotřebě by známé zásoby všech druhů uhlí vydržely přibližně 300 let [32]. Mezi největší producenty a spotřebitele uhlí patří Čína, Indie, USA a Rusko.

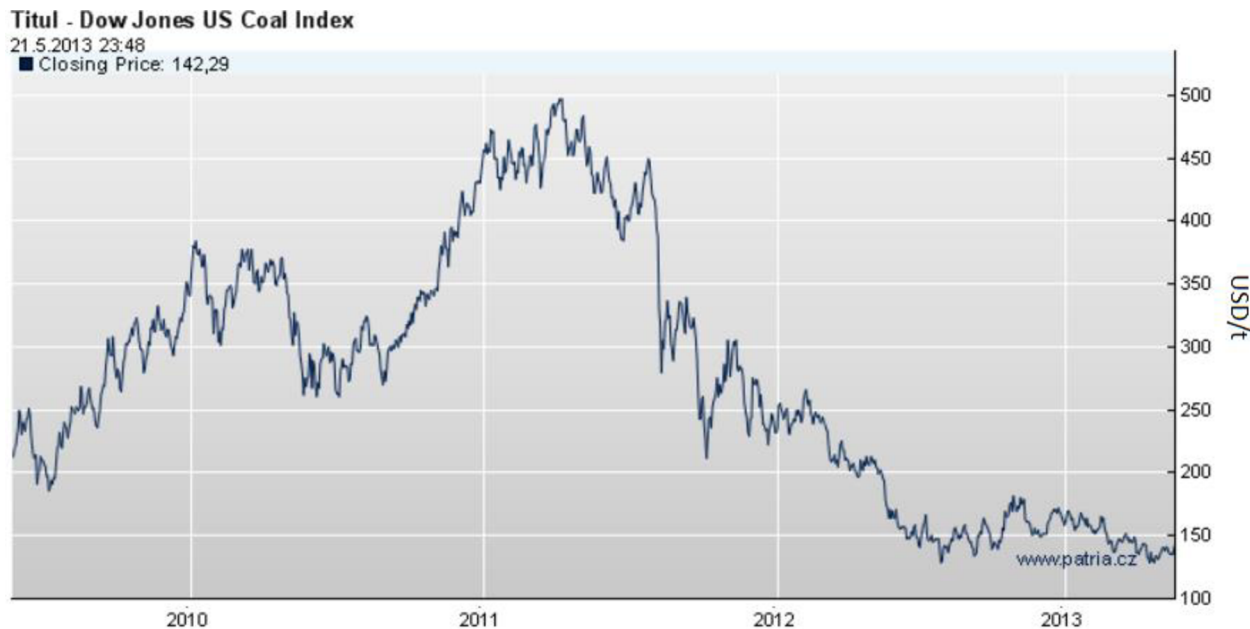
Celkové vytěžitelné zásoby uhlí vydrží v naší zemi jen asi do roku 2030. Územními limity těžby je v zemi vázáno asi 900 milionů tun uhlí. Černé uhlí je na našem území těženo pouze společností OKD v hlubinných dolech v ostravsko-karvinském revíru v jižní části Hornoslezské uhelné pánve. Hnědé uhlí se těží ve dvou pánvích pod Krušnými horami. Jedná se o Mosteckou uhelnou pánev, resp. Sokolovskou uhelnou pánev. Počet dodavatelů uhlí na českém trhu je pět. Jsou jimi Severočeské doly, Sokolovská uhelná, skupina Czech Coal, Litvínovská uhelná a Mibrag.

Společnosti obchodující a pracující s koksovatelným uhlím musí sledovat globální trendy, důležitou roli hrají američtí a australské producenty. Koksovatelné uhlí je silně provázáno s ocelářstvím.

Energetické uhlí je regionální záležitost. Proto pro Českou republiku je klíčová situace v Polsku a roste i význam Ruska.

V roce 2013 dle analytiků [33] zůstane cena energetického uhlí NWR pod hranicí 100 dolarů za tunu. Důvodů proč cena uhlí neporoste a bude spíše klesat je hned několik. Na vině je tvrdá konkurence, nadprodukce a nejisté vyhlídky globální ekonomiky. Velký vliv na nízké ceny uhlí má nadbytek uhlí na

americkém trhu z důvodu přechodu amerických elektráren na břidlicový plyn. Dále Čína, která je motorem růstu, odebírá uhlí stále častěji od svých domácích producentů a navíc začíná pocítovat tlak na nižší ceny primárních paliv z důvodu zpomalující ekonomiky. Kromě snižující se poptávky v Číně se zvyšuje objem vývozu uhlí z Kolumbie do Evropy. Vývoj cen vysoce kvalitního černého koksovatelného uhlí v posledních letech vykresluje Obr. 6-1.



Obr. 6-1 Průběh ceny uhlí US index v letech 2009 – 2013 [34]

6.2.2 Ropa

Ropa společně se zemním plynem tvoří více než 54 % energie spotřebované na planetě. Denně se na celém světě spotřebuje na 88 milionů barelů (1 barel = 158,97 litrů).

Na světových trzích se obchodují převážně dva druhy ropy:

- severomořská ropa typu Brent – zahrnuje 15 druhů ropy z nalezišť v Severním moři, Africe a Blízkého východu,
- americká lehká ropa WTI - kvalitnější (lehká a méně sirnatá). Veškeré dodávky americké lehké ropy, ať už pocházejí z USA nebo Kanady, se scházejí ve městě Cushing v Oklahomě.

Je – li pominut rok 2008, kdy cena ropy zažila velké turbulence, je možné konstatovat, že cena ropy v posledních letech s mírnými výkyvy neustále stoupá. V roce 2008 dosáhla severomořská ropa Brent 11. července svého historického maxima 147 dolarů za barel. Následně ceny za barel spadly na 90 dolarů, poté lehce vzrostly na 95 dolarů, aby poté v průběhu dalších pěti měsíců klesly na hodnotu 35 dolarů za barel. Průběh cen ropy Brent je na Obr. 6-2.

Hlavním důvodem růstu cen je neustále se zvyšující poptávka po ropě. Spotřeba ropy roste především v Číně a dalších rozvojových zemích, kde místní obyvatelé v čím dál větší míře využívají automobilovou dopravu. S rostoucí životní úrovní tamějších obyvatel roste i spotřeba domácností a spotřeba energie v tamním průmyslu. Energetická náročnost je zde až sekundární, neboť není brán velký zřetel na ekologii. Dalším faktorem, který tlačí cenu ropy vzhůru je politický neklid v zemích s největší těžbou ropy nebo v zemích s nimi sousedícími (př. Irák, Írán, Libye, Nigérie).

Významný vliv na růst cen mají také spekulace. Dnes není spekulování s ropou záležitostí jen ropných společností, ale také fondů, které nemají zájem o fyzické plnění obchodů.

Růst cen ropy může omezovat fakt, že s narůstající cenou ropy bude rentabilní otevírat nové vrty, které dosud výhodné nebyly.

Mezi největší producenty ropy patří Saudská Arábie, USA a Rusko [35]. Spojené státy by se v roce 2017 měly stát největším producentem ropy. Největšími spotřebiteli ropy jsou USA a Čína. Celkové světové zásoby ropy se odhadují na 1,38 bilionů barelů, které by měly pokrýt spotřebu v dalších 46 letech. Největšími zásoby ropy disponuje Saudská Arábie, Venezuela a Írán [36].



Obr. 6-2 Vývoj cen ropy BRENT v období 2009 – 2013 [37]

6.2.3 Zemní plyn

Ceny zemního plynu se vyznačují značnou citlivostí na vnější vlivy. Mezi časté důvody krátkodobých změn cen zemního plynu spadá oznámení o aktuálních zásobách plynu či proměnlivá spotřeba elektrické energie v závislosti na počasí. Dále je cena zemního plynu závislá na cenách lehkých topných olejů a černého energetického uhlí.

Významnou změnu ceny zemního plynu směrem dolů by mohlo způsobit rozšíření získávání zemního plynu pomocí frakování v Evropě. Nejblíže rozšíření tohoto způsobu získávání plynu je Polsko, kde už byly provedeny dva výzkumné vrty. Ale i zde se nedá očekávat okamžité rozšíření frakování jak v USA, neboť je zde plyn uložen níže pod povrchem, než jak tomu je v USA.

Průběh cen za poslední rok je na Obr. 6-3 kde MMBTu značí milion Britských termálních jednotek.



Obr. 6-3 Vývoj cen zemního plynu v období 06/2012 – 02/2013 [38]

6.2.4 Uran

Cena uranu ovlivňuje především jadernou energetiku. Díky jaderné katastrofě v japonské Fukušimě a odstávce jaderných elektráren v Německu došlo v posledních dvou letech k poklesu cen uranu. Nyní se cena uranu pohybuje kolem 43 USD za libru uranu. Dle analytiků by ale již v roce 2013 měla cena uranu výrazně vzrůst, neboť v tomto roce skončí kontrakt na roční dodávky 10 tisíc tun uranu z ruských vojenských zdrojů do Spojených států. Dalším důvodem pro zvyšování ceny je výstavba nových jaderných reaktorů v Asii a tím zvýšená poptávka po této komoditě. Cena za libru uranu by mohla přesáhnout hranici sto dolarů [39]. Vývoj ceny uranu ukazuje Obr. 6-4.



Obr. 6-4 Vývoj ceny uranu v letech 2008 – 2013[40]

Konečnou cenu jaderného paliva tvoří přibližně z 55 % cena za vlastní uran, z 31 % obohacovací proces, z 10 % fabrikace uranu a zbývající 4 % tvoří chemický proces konverze uranu před obohacováním.

Při současném využití uranu se odhadují jeho zásoby po dobu 300 let. Největší zásoby uranu se nachází v Austrálii. Velkými zásobami oplývá také Kanada či Kazachstán. Kazachstán je zároveň největšími těžařem uranu na světě (více jak polovina světové produkce uranu), následují ho Kanada a Austrálie. Tyto tři země produkují více než 80 % uranu na světě.

6.2.5 Emisní povolenky CO₂

Emisní povolenky a obchodování s nimi jsou nástroje, které vytvořila Evropská unie ke splnění závazků snížení emisí skleníkových plynů ratifikovaných v Kjótském protokolu. Jedna emisní povolenka představuje právo vypustit do ovzduší v daném kalendářním roce ekvivalent jedné tuny oxidu uhličitého. Kjótský protokol je dokument z roku 1997, který zavázal 35 vyspělých zemí ke snížení emisí skleníkových plynů. V platnost vešel 16. února roku 2005. Jeho platnost byla do roku 2012, ale byla prodloužena na konferenci v Durbanu do roku 2017. K prosinci roku 2012 Kjótský protokol podepsalo a ratifikovalo 190 zemí a jeden nadnárodní spolek – Evropská unie [41]. Protokol byl podepsán také druhým největším znečišťovatelem planety Spojenými státy, ale nebyl jimi nikdy ratifikován. Protokol se nevztahuje na největšího znečišťovatele ovzduší Čínu a ani na Indii. 15. prosince 2012 vypověděla úmluvu Kanada. Signatářské státy se zavázali snížit své emise skleníkových plynů v období 2008 – 2012 v průměru o 5,2 % v porovnání se stavem v roce 1990. Konkrétní závazek České republiky v tomto období představoval snížení emisí o 8 %. Na summitu v roce 2012 v katarském Dauhá 37 zemí (př. Austrálie, všechny země EU,..) podepsalo dodatek o snížení emisí o 18 % v letech 2013 až 2017 vůči stavu v roce 1990.

6.2.5.1 Emisní povolenky v Evropské unii [42]

V Evropské unii bylo pro dosažení stanovené redukce emisí CO₂ zvoleno schéma nazývané EU ETS (schéma bylo původně využito v USA pro redukci SO₂). V rámci tohoto schématu má každá země stanoveno kolik emisí CO₂ smí bezplatně vypustit (tzv. NAP – Národní alokační plán). Stanovené množství vychází z uhlíkové náročnosti národní ekonomiky. Do systému jsou zahrnuta všechna zařízení vypouštějící více jak pět kilotun CO₂ ročně. Každý stát EU rozdělí mezi své producenty skleníkových plynů emisní povolenky, tzv. EUA (EU emission allowances). S těmito povolenkami lze obchodovat na evropských energetických burzách za tržní ceny. Subjekt, kterému přebývají, je může prodat a naopak subjekt, jemuž chybí, je může nakoupit.

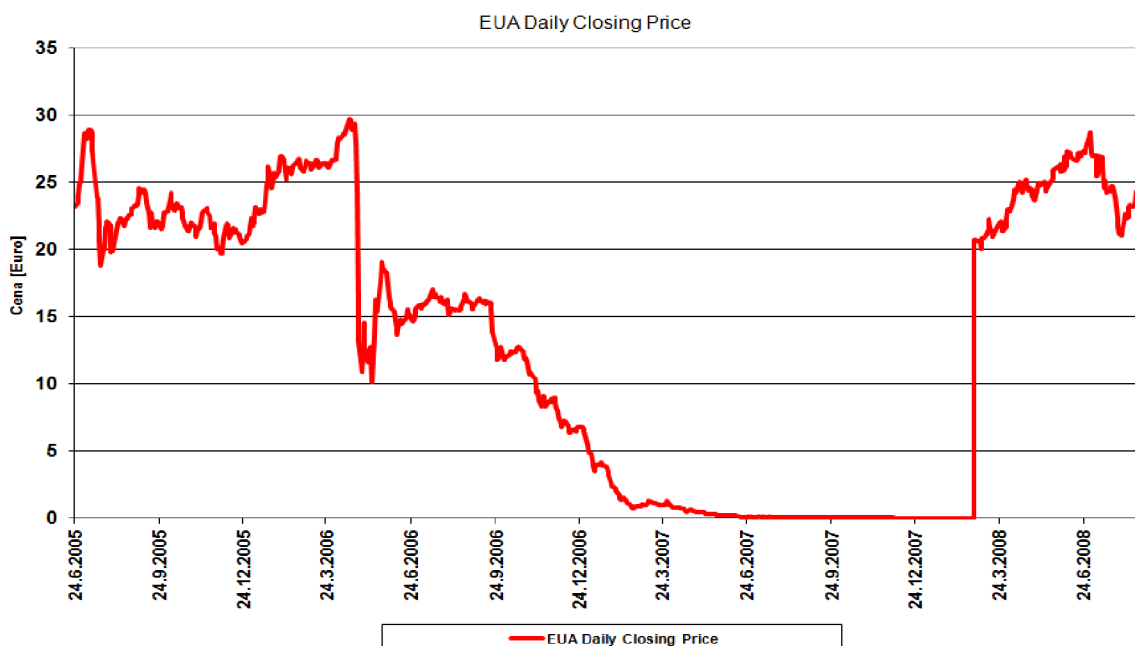
Množství povolenek v systému je možné navýšit kredity ERU a CER. Kredity CER (Certified emission reductions) mohou státy získat z projektů v rámci tzv. mechanismů čistého rozvoje Kjótského protokolu za investice do technologií, které sníží produkci emisí skleníkových plynů v zemích třetího světa. Kredity ERU (Emission reduction units) získají investoři za stejnou činnost v rozvinutých zemích, v rámci společně zaváděných opatření podle Kjótské dohody.

Start systému nastal v roce 2005. První období trvalo 3 roky, tzv. NAP1, poté probíhalo druhé pětileté období NAP2 (2008 – 2012) a od roku 2013 probíhá osmileté období NAP3 (2013 – 2020).

Období NAP1 (2005 – 2007)

Lze ho charakterizovat jako období „s přebytkem povolenek“. Jako podklad pro přidělování povolenek sloužili historické emise z let 1999 až 2001. Pro ČR byly alokovány roční povolenky v hodnotě 97,6 milionů tun CO₂. V roce 2005 bylo odepsáno povolenek za 82,5 mil. tun CO₂. Rok poté bylo odepsáno povolenek za 83,7 mil. tun CO₂ a v posledním roce bylo odepsáno povolenek za 87,8 mil. tun CO₂. Jelikož

nebylo možné nevyužité povolenky přesunout z prvního do druhé období, tak došlo v roce 2007 ke zhroutilí trhu s emisními povolenkami a povolenky měly nulovou hodnotu Obr. 6-5.



Obr. 6-5 Vývoj cen emisních povolenek v období NAP1[42]

Období NAP2 (2008 – 2012) – pro toto období EU snížila celkovou alokaci povolenek o 3 % pod úroveň roku 2005. Pro rozdělování povolenek v ČR se vyšlo pouze z emisí z let 2005 a 2006. Historické emise 1999-2001 již nebyly zohledněny. Pro ČR přidělila Evropská unie 86,8 milionů povolenek na vypouštění CO₂. V roce 2008 se v ČR odepsalo povolenek za 80,4 mil. tun CO₂, v roce 2009 za 73,8 mil. tun CO₂, v roce 2010 za 75,6 mil. tun CO₂ a v roce 2011 za 74,2 mil. tun CO₂.

Pravidla NAP2 povolují v ČR využívání kreditů ERU a CER ve výši 10 % z celkové pětileté alokace na úrovni zařízení. Pravidla také umožňují přesunutí nevyužitých povolenek do dalšího období, kde jich lze poté využít na pokrytí případného nedostatku povolenek.

V období NAP1 a NAP2 měla energetika přidělovány povolenky bezplatně. Ušetřené peníze za povolenky měly energetické společnosti investovat do obnovy technologického zařízení.

Období NAP3 (2012 – 2013)

Schéma EU ETS nově zahrne i jiné skleníkové plyny než CO₂ (N₂O, PFC). Pravidla tohoto období vycházejí ze dvou základních myšlenek:

- snížit emise skleníkových plynů do roku 2020 o 20 %,
- o roku 2020 zajistit 20 % podíl obnovitelných energií ve spotřebě.

Objem povolenek uvedených na trh by se měl postupně snižovat tak, aby do roku 2020 poklesly o 21 % ve srovnání s rokem 2005.

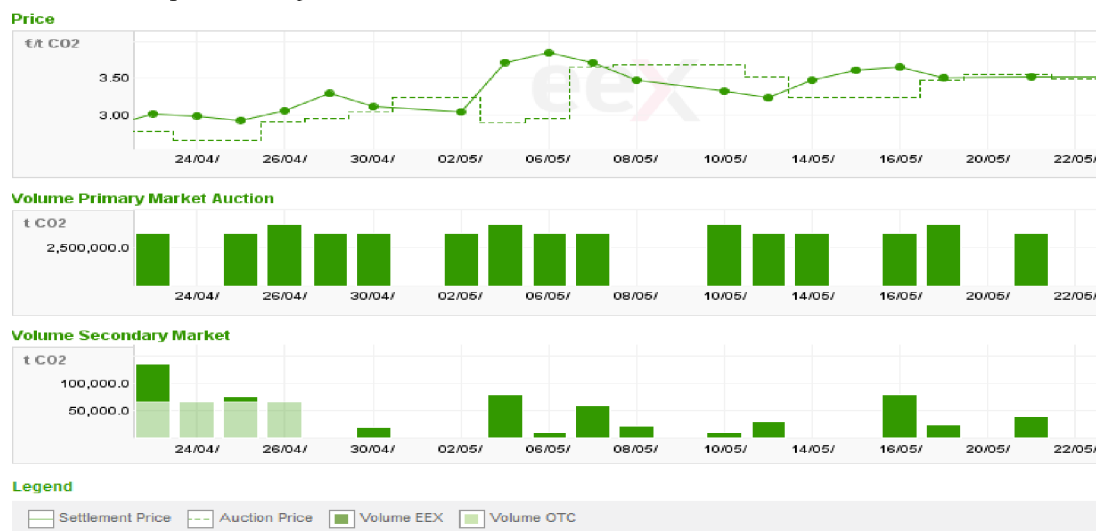
Energetické odvětví si bude muset koupit 100 procent emisních povolenek. Celkově bude muset být nakoupeno v aukcích v rámci NAP3 7 miliard povolenek.

Méně rozvinuté země EU jako například ČR obdržely výjimku na bezplatné přidělování části emisních povolenek v klesající míře v letech 2013-2020 formou tzv. derogací [43]. Česká republika si vyjednala výjimku na základě své závislosti na jednom typu fosilního paliva, a to hnědém uhlí. Energetickým subjektům díky tomu zůstanou finanční prostředky na důležité investice do ekologické modernizace. Ve skutečnosti však emisní povolenky nebudou zdarma. Tržní hodnotu bezplatně přidělených povolenek totiž musí energetické společnosti proinvestovat do čistých technologií tak, aby došlo ke snížení emisí CO₂ a

diverzifikaci zdrojů energie. Odhadovaná hodnota bezplatně přidělených povolenek do roku 2020 činí cca 50 mld. Kč. Investice do zdrojů se očekávají ale násobně vyšší, v řádu 150 miliard Kč.

Dle předběžné alokace vypracované MŽP dostanou 2013 energetické subjekty 52,5 % povolenek "zdarma". Z bezplatně získaných povolenek musí energetické subjekty odvést darovací daň (cca 5 mld. Kč ročně). Každý další rok kvůli lineární redukci emisí navíc dojde ke snížení výchozího podílu o dalších 7,5 % s cílem plného aukcionování „elektrických“ povolenek v roce 2020.

Aktuální cena povolenek je zobrazena na Obr. 6-6.



Obr. 6-6 Vývoj cen povolenek CO₂ na burze EEX v období duben 2012 – červenec 2013 [44]

6.3 Počasí

Vliv počasí se projevuje na obou stranách trhu – nabídce i poptávce. Jeho vliv se projevuje krátkodobě, a proto jsou spotové ceny ovlivněny tímto faktorem více než ceny forwardové.

Z údajů získaných ze zprávy ERÚ bylo [30] největšího zatížení v české elektrizační soustavě dosaženo v roce 2012 dne 7. února o hodnotě 11 324 MW. Měsíc s největší spotřebou byl leden s normalizovanou spotřebou 5 710,05 GWh. Nejmenšího zatížení v české elektrizační soustavě bylo dosaženo v roce 2012 dne 12. srpna o hodnotě 4 447 MW. Měsíc s nejmenší spotřebou byl srpen, kdy byla normalizovaná spotřeba na hodnotě 4 313,6 GWh.

Naopak největší výroba byla v měsíci leden, kdy dosáhla hodnoty 7 914,2 GWh. Nejmenší výroba nastala v měsíci srpen, kdy její hodnota byla 5 837,4 GWh.

Největšího salda bylo dosaženo v dubnu (-1,903 GWh). Nejmenší saldo nastalo v únoru (-985,6 GWh).

6.4 Vývoj ceny elektřiny a její korelace s cenami paliv

Na konečnou cenu silové elektřiny mají vliv veškeré faktory, které byly uvedeny v předcházejících kapitolách. Z pozorování vývojových trendů cen primárních paliv a silové elektřiny z minulých let (viz. Obr. P-1) lze vysledovat, že ceny uhlí a ropy měly až do půlky roku 2012 stejný vývoj. Poté se jejich cenový vývoj rozdělil. Cena ropy se s malými výkyvy drží na stejné cenové hladině. Na rozdíl tomu lze vysledovat u uhlí výrazný propad ceny na energetických trzích. Důvodem byly už dříve popsány v kapitole 6.2.1. Levně dostupné uhlí znamená těž zvýšené touhy po výstavbě nových uhelných zdrojů. Mezinárodní energetická agentura registruje, že se ve světě chystá postavit na 1200 nových uhelných elektráren [45]. Trendy vývoje cen uhlí a ropy rovněž kopírují ceny zemního plynu.

Cena uhlí z pozice nejvyužívanější suroviny pro výrobu elektrické energie má klíčový vliv na cenu silové elektřiny. Korelace cen uhlí a elektřiny se pohybuje kolem 75% [46]. Prudký propad cen uhlí, pokles spotřeby energií díky ekonomické krizi a výstavba nových zdrojů způsobila, že ceny silové elektřiny nyní neustále přepisují historická minima a v současné době se pohybují okolo 40 EUR/MWh. Nízké ceny silové elektřiny vyvolávají tlak na energofirmy, kterým klesají jejich zisky. Energofirmy se poté zpátky snaží vyvolat tlak na pokles cen paliv, aby propad zisků byl co nejmenší. V případě, že palivem je černé uhlí, tak propad nebývá tak značný, neboť panuje podobná volatilita mezi cenou černého uhlí a cenou elektřiny. Hnědé uhlí ale takovou volatilitou nedisponuje, a naopak je jeho cena z větší části pevně daná. Některé energetické firmy (př. ČEZ, a.s.) [47] se snaží zajistit konstantní marži pro své hnědouhelné elektrárny navázáním ceny hnědého uhlí na cenu černého uhlí.

Další vývoj cen elektřiny a energetiky jako celku je v současné době nesmírně těžké predikovat. V současné době panuje v energetickém sektoru značná nejistota a není zde přílišná ochota investovat do nových výrobních zdrojů. Výjimku tvoří uhelné energetika, kde se dá v nejbližší době očekávat výstavba nových uhelných zdrojů (s výjimkou USA), které by při nízkých cenách uhlí jako paliva a levných emisních povolenkách měly relativně nízké provozní náklady a tudíž by mohly dosahovat vysokých zisků. Výhodnost uhelných elektráren může ale ohrozit omezení dostupného množství emisních povolenek. Menší množství povolenek by pochopitelně znamenalo okamžitý výrazný nárůst jejich tržních cen a s tím spojené zvýšené variabilní náklady. Do popředí ekonomické výhodnosti by se poté mohly dostat ekologičtější a dnes méně výhodné (či dokonce nevýhodné) zdroje, jakými jsou například plynové elektrárny (př. plynová elektrárna Počerady generuje ztrátu 9 EUR/MWh) [48].

Neočekávanost nových uhelných zdrojů na území USA spočívá v tamějším dynamickém nárůstu těžby břidlicového plynu frakováním. Frakování umožní produkcí plynu, který nebyl dříve dostupný. Americký plyn se díky tomu dramaticky zlevnil a tím umožnil vyrábět elektřinu v USA levněji z plynu než z uhlí. Mezi další pozitivum pro využití břidlicového plynu patří menší produkce emisí oxidu uhličitého (pokles o 12% mezi léty 2005 a 2012) a lepší konkurenceschopnost průmyslu z důvodu levnějších energií.

Dalšími důvody neochoty investovat do výstavby zdrojů je nízká cena silové elektřiny, která způsobuje nerentabilitu nových zdrojů. Typickým příkladem je dostavba jaderné elektrárny Temelín, kde by byly potřebné ceny silové elektřiny mezi 60 – 70 EUR/MWh. Předpokládá se, že by ale současné ceny silové elektřiny měly vytrvat minimálně do roku 2015, kdy by mohlo dojít k opětovnému růstu cen k průměrné hodnotě v okolí 45 EUR/MWh. V oblasti energetiky není místo na překotná rozhodnutí, rychlé změny a očekávání rychlé návratnosti investic. Musí se zde brát ohled také na technickou stránku věci. Proto se např. vyjednává o státních zárukách na cenu elektřiny pro elektřinu z Temelína. Státní záruky jsou stejně jako podpora OZE ale dalším krokem od liberalizovaného energetického trhu.

7 ZÁVĚR

Cílem diplomové práce bylo rozšířit znalosti ze semestrálního projektu, kde proběhlo seznámení se s trhem elektřiny, účastníky tohoto trhu, principy obchodování s elektrickou energií, skladbou ceny elektřiny a vlivy které působí na její cenu. Dalším úkolem bylo získat přehled v oblasti podpůrných služeb a regulační energie a provést praktický výpočet výhodnosti poskytování PpS oproti prodeji silové elektřiny na energetických trzích.

Základní role na trhu mají výrobce a spotřebitel. Mezi výrobcem a spotřebitelem vstupuje obvykle zprostředkovatel – obchodník s elektřinou, který agreguje nabídky výrobců a poptávky konečných spotřebitelů. Základní vztahy během dodávky elektřiny zobrazuje Obr. 2-1.

Na trhu s elektřinou vystupují tři instituce:

Cena za systémovou odchylku by měla být taková, aby byla umožněna vhodná relace mezi průměrnou zúčtovací cenou systémové odchylky, protiodchylky a cenou silové elektřiny na trzích [1]. Tento vzájemný vztah by měl zabraňovat soustavné a úmyslné odchylce objektů. Četnost výskytu kladných a záporných odchylek je dlouhodobě obdobná. Proto zúčtovací ceny jsou nastaveny tak, aby v dlouhodobém průměru byla cena za krátkou pozici v systému zúčtování vyšší než cena silové elektřiny na trhu (nevyplatí se elektřinu pouze prodat a nedodat) a cena za dlouhou pozici nižší než cena silové elektřiny (nevyplatí se elektřinu jen koupit a neodebrat). Správné nastavení zúčtovacích cen vede k symetrii mezi kladnou a zápornou regulační energií a k absenci trendové nebo cyklické složky systémové odchylky.

Systémová odchylka obvykle vykazuje nárůst v minutách blízkých začátku obchodní hodiny, pokles uvnitř hodiny a opět nárůst ke konci obchodní hodiny. Tento jev je způsoben skoky mezi obchodními hodinami v obchodně sjednaných hodnotách a nemožností realizace skokových změn u výrobních zařízení.

- Ministerstvo průmyslu a obchodu
- Energetický regulační úřad
- Státní energetická inspekce

Především ERÚ hraje klíčovou roli na trhu s elektřinou. ERÚ mimo jiné rozhoduje o udělení, změně nebo zrušení licence, rozhoduje o regulaci cen, rozhoduje spory mezi držiteli licencí, schvaluje pravidla provozování přenosové a distribuční soustavy, schvaluje obchodní podmínky OTE, kontroluje dodržování Energetického zákona, vybízí jednotlivé účastníky trhu k protržnímu jednání a mnohé další.

Mezi licencované účastníky trhu patří:

- Operátor trhu s elektřinou
- Provozovatel přenosové soustavy
- Provozovatel distribuční soustavy
- Obchodník
- Výrobce

Významnými pojmy pro trh s elektřinou jsou Subjekt zúčtování a Registrovaný účastník. Subjekt zúčtování je účastník trhu, který má právo k přístupu k sítím, a který je odpovědný za odchylky sjednané a naměřené energie. Náleží mu právo přístupu na organizované trhy, k přeshraničním operacím a k neomezeným transakcím s ostatními SZ (do výše jeho finančního zajištění u OTE). Registrovaný účastník je takový účastník trhu, který je zaregistrován pod svým jedinečným registračním číslem v IS OTE (certifikát OTE) a kódem EAN a má pouze právo přístupu k sítím. RÚT není povinen složit

operátorovi trhu finanční zajištění svých dodávek (až desítky milionů Kč), nenese odpovědnost za odchylku a nemůže se účastnit obchodování na organizovaném krátkodobém trhu.

Obchodování s elektřinou probíhá na organizovaných nebo neorganizovaných trzích. Organizované trhy probíhají pomocí burzovní platformy. Burzovní obchodování netřídí jednotlivé účastníky podle žádných kritérií. Tudíž pro všechny účastníky obchodování platí stejná pravidla stanovená burzou. Burzovní platformy jsou obvykle rozděleny na spotový trh a termínový trh.

Na spotovém trhu je vytvářena cena energie a správně pracující spotový trh by měl zajistit hospodárné rozložení výroby v ES. Obchoduje se zde energie na jeden den dopředu. Základními produkty jsou hodinové produkty, denní pásmo a denní dodávka ve špičce. Obchodování obvykle probíhá formou aukčních mechanismů u hodinových produktů a formou kontinuálního obchodování u denních produktů.

Na termínových trzích se obchodují produkty s delší délkou dodávky. Dle diagramu dodávky rozlišujeme dva základní produkty:

- *dodávka v základním zatížení* - „base load“, představuje dodávku o konstantním výkonu po celou dobu trvání kontraktu.
- *dodávka ve špičce* - „peak load“, dodávka o konstantním výkonu uskutečněná od pondělí do pátku vždy v období od 8:00 do 20:00 hodin.

Kromě obchodů produktů s fyzickou dodávkou se zde velmi často obchodují produkty „futures“. Účelem obchodování těchto produktů je zajištění ceny elektrické energie

Cena elektřiny se skládá ze dvou základních složek a daně:

- neregulované složky (plat za odběrné místo, plat za silovou elektřinu)
- regulovaná složky (plat za příkon, cena za distribuované množství elektřiny, systémové služby, činnost zúčtování OTE a podpora výkupu elektřiny z OZE, KVET a DZ)
- daně

Podpůrné služby jsou placené činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Jedná se zejména o výkonové rezervy na certifikovaných výrobních zařízeních a závazky subjektů se schopností regulovat svoji spotřebu na povel dispečinku společnosti ČEPS. Podpůrné služby zajišťuje ČEPS prostřednictvím dlouhodobých kontraktů skrze výběrové řízení, přímých smluv s poskytovateli PpS a obchodováním na denním trhu s podpůrnými službami. Ceny PpS jsou tvořeny v duchu tržního principu. Poskytovatelé PpS mají příjmy za poskytnutou regulační zálohu od společnosti ČEPS a pokud dojde k realizaci, tak je jim vyplacena skrz OTE odpovídající částka za poskytnutou regulační energii.

Výběr poskytovatelů podpůrných služeb probíhá v otevřeném a nediskriminačním přístupu vůči všem uživatelům přenosové soustavy PS, kteří splnili podmínky pro poskytování přenosových služeb. Mezi největší poskytovatele PpS v roce 2013 patří společnosti ČEZ, ALPIQ, Sokolovská uhelná a Dalkia. Procentuální přehled poskytovatelů v roce 2013 je možné vidět v Graf 1 a v Tab. 9 uvedené v příloze B. Pro následující rok 2014 jsou poskytovatelé vykresleni v Graf 2 a v Tab. 10 uvedené v příloze B.

Podpůrné služby jsou rozříděny dle svých vlastností na služby, které jsou *nakupované na denním trhu* prostřednictvím denního trhu s PpS nebo přes *výběrové řízení*. Od roku 2013 se rozlišují následující typy PpS:

- primární regulace frekvence bloku (PR)
- sekundární regulace výkonu bloku (SR)
- minutová záloha MZ_t ($t = 5, 15, 30$ minut)
- snížení výkonu (SV30)
- Vltava (VSR)
- sekundární regulace U/Q (SRUQ)

- schopnost ostrovního provozu (OP)
- start ze tmy (BS)
- služby získané ze zahraničí (havarijní výpomoc, dodávka garantované a negarantované energie ze zahraničí, dodávka regulační energie ze zahraničí v rámci spolupráce na úrovni PPS)

Regulační energie – je chápána jako rozdíl energie mezi skutečně dodanou energií při poskytování PpS a dodávkou odpovídající diagramovému bodu bloku vycházející ze smluvených hodnot dodávek elektřiny. Tento rozdíl musí být způsoben požadavky dispečinku ČEPS a být v příčinné souvislosti s poskytováním PpS. Regulační energie nevzniká aktivací PR. S regulační energií se obchoduje na *vyrovnávacím trhu s regulační energií*. VT je organizován operátorem trhu a poptávající/nabízející stranou je provozovatel přenosové soustavy s cílem zajistit regulační energii na vyrovnání systémové odchylky. Významným rozdílem oproti nákupu PpS je zajištění RE bez nutnosti aktivace PpS poskytovaných certifikovanými bloky, čímž dochází k jejich šetření pro další regulaci ES. Další možností získání regulační energie je její nákup ze zahraničí.

V kapitole 5.5 byl proveden simulační výpočet, který měl porovnat výhodnost substituce poskytování podpůrných služeb oproti prodeji silové elektřiny. Výpočet byl proveden pro dvě imaginární výroby.

První výrobnou je elektrárna o čtyřech turbogenerátorech (parametry jsou uvedeny v Tab. 3). Pro tuto imaginární výrobu sloužila jako vzor elektrárna Kladno společnosti Alpiq [20]. Výrobná 2 (Tab. 5) představuje tepelnou elektrárnu se čtyřmi bloky s $P_1 = 200$ MW pro každý blok. Palivem je severočeské uhlí o výhřevnosti 11,6 GJ/t. Pro Výrobnou 2 sloužila jako předloha Elektrárna Chvaletice [21].

Pro lepší srovnávání bylo zavedeno zjednodušení, že u obou způsobů je uzavřen roční kontrakt s konstantní cenou a byl také zaveden předpoklad, že výrobní zařízení uspělo ve výběrovém řízení na poskytování PpS. Prodejní cena silové elektřiny v ročním kontraktu byla stanovena 42,5 EUR/MWh. Množství jednotlivých poskytnutých regulačních záloh jsou uvedeny v Tab. 4 a Tab. 6.

Při výpočtu bylo uvažováno, že zisk z poskytování podpůrných služeb tvoří tři základní složky:

- tržby za poskytování záloh (tržby_{PpS})
- tržby za poskytnutí kladné regulační energie (tržby_{RE+})
- tržby za poskytnutí záporné regulační energie (tržby_{RE-})

Tržby za poskytování záloh se rovnají sumě výnosů z poskytování záloh jednotlivých PpS. Tržby z poskytnuté kladné regulační energie se skládají z příjmů za dodanou kladnou regulační energii zmenšených o náklady na palivo a emisní povolenky. Tržby z poskytnuté záporné regulační energie se skládají ze příjmů za dodanou zápornou regulační energii zvětšených o náklady na ušetřené palivo a emisní povolenky. U Výrobní 1 se tyto náklady dělí mezi uhelnou a plynovou část.

Finální zisk z prodeje silové elektřiny mají vliv především tři základní složky. Jsou jimi:

- tržby za prodej silové elektřiny (tržby_{SE})
- náklady na paliva spotřebované na výrobu daného množství energie (N_P)
- náklady za emisní povolenky (N_{CO_2})

Tržby za silovou elektřinu jsou určeny množstvím prodané silové elektřiny a smluvně dohodnutou cenou za silovou elektřinu.

Celý zisk pak podléhá dani ze zisku 19%.

Přehled výnosů jednotlivých složek pro obě výroby přehledně ukazuje Tab. 7.

Tab. 7 Přehled celkových výnosů a výnosů jednotlivých složek

		Výrobná 1	Výrobná 2
tržby _{PpS}	[mil. Kč]	1 142,944	1 629,225

tržby _{RE+}	[mil. Kč]	43,157	2,386
tržby _{RE-}	[mil. Kč]	91,089	5,612
ZISK _{PpS}	[mil. Kč]	1 034,524	1 326,151
tržby _{SE}	[mil. Kč]	2 018,238	1 935,960
N _P	[mil. Kč]	1 679,224	985,500
N _{CO₂}	[mil. Kč]	134,332	162,393
ZISK _{SE}	[mil. Kč]	165,793	638,334
ΔZISK	[mil. Kč]	868,731	687,817

Při pohledu na výsledky obou typů výroben je zřejmé, že poskytování PpS je pro provozovatele výrobních zařízení velmi výhodné. Poskytování PpS je obzvláště výhodné pro elektrárny, které mají zemní plyn jako palivový zdroj. Zde se velmi výrazně projeví úspora za ušetřený zemní plyn, který nemusí být spálen, pokud není podpůrná služba aktivována. U těchto zdrojů je v současných cenových podmínkách jejich provoz jako výrobce silové elektřiny prodělečný (v lepším případě jenom neziskový), jelikož náklady na výrobu 1 MWh převyšují cenu za 1 MWh silové elektřiny na energetickém trhu. Z tohoto důvodu bylo ve výpočtu předpokládáno u Výrobní 1, že při aktivaci PpS bude pocházet většina dodané energie z plynových bloků a naopak při možnosti prodeje silové elektřiny bude energie dodávána převážně z uhelných bloků. Provozování plynové elektrárny jako poskytovatele PpS je výhodné rovněž pro PPS, neboť plynové elektrárny jsou po vodních elektrárnách nejrychleji reagující zdroj.

Uhelným elektrárnám se taktéž vyplatí být poskytovatelem PpS, ale zde rozdíl mezi poskytováním PpS a prodejem silové elektřiny není tak velký z důvodu nízké ceny uhlí a emisních povolenek CO₂.

Bezpodmínečnou nutností a nevýhodou pro poskytování, kromě splnění technických podmínek, je úspěšné výběrové řízení na poskytování PpS.

Cenu elektřiny silně utváří velké množství vlivů. Řadí se mezi ně množství výrobních kapacit, poptávka po elektřině, ceny primárních paliv a cena emisních povolenek CO₂. V současné době se cena silové elektřiny nachází na historických minimech v okolí 40 EUR/MWh. Obecně se předpokládá, že v následujících dvou letech nedojde k výraznému navýšení ceny silové elektřiny a kolem roku 2015 se bude cena pohybovat okolo 45 EUR/MWh.

Dle mého názoru jsou takto nízké ceny silové elektřiny dlouhodobě neudržitelné. V dlouhodobém horizontu se dá očekávat překonání ekonomické krize a s tím spojený opětovný rozvoj průmyslu a na to navázané mírné zvýšení spotřeby elektrické energie. Zvýšení spotřeby elektřiny očekávám mírné, neboť se bude zvyšovat energetická účinnost zařízení (z tohoto důvodu se mi jeví návrh státní energetické koncepce nárůstu spotřeby v příštích 20 letech o 25% jako nereálný). Oproti mírně zvyšující se spotřebě energie se bude stavět nedostatek energetických zdrojů z důvodů uzavírání některých současných elektráren (př. uzavření jaderných elektráren v Německu do roku 2022, konec životnosti některých českých uhelných elektráren) a absence výstavby nových velkých stabilních zdrojů. Absence nových zdrojů se dá očekávat, protože žádná strana nemá nyní zájem na jejich výstavbě – pro energetické firmy je to při současných cenách neatraktivní a zároveň společnost podléhá tlaku ekologických aktivistů, kteří se snaží společnost přesvědčit, že budoucnost je ve snižování spotřeby a ne ve výstavbě nových zdrojů.

Nedostatek zdrojů způsobí zvýšení silové elektřiny k cenovým hladinám, které zajistí odpovídající ziskovost energetických firem, aby mohly investovat, a zároveň růst cen elektřiny nebude takový, aby tlumil evropský průmysl a snižoval jeho konkurenceschopnost na globálním trhu. Zvýšené ceny elektřiny by rovněž měly umožnit výstavbu nových zdrojů a odstranit současné překážky- výstavba bude pro energetické firmy rentabilní a zároveň koncoví zákazníci nebudou chtít platit vysoké ceny za elektřinu, a tudíž budou vytvářet tlak na výstavbu nehladě na tvrzení ekologických sdružení.

8 LITERATURA

- [1] KOLEKTIV AUTORŮ. *Trh s elektřinou*. Asociace Energetických Manažerů, 2011, 422s.
- [2] OTE, a.s.: Seznam účastníků trhu. OTE, a.s. *OTE, a.s.* [online]. 2010 [cit. 2013-05-23]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/registrace-a-smlouvy/seznam-ucastniku-trhu>
- [3] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Energetický regulační věstník* [online]. Jihlava, 2012[cit.2013-05-23]. Dostupné z: http://www.eru.cz/user_data/files/ERV/ERV10_2012.pdf
- [4] ČEPS, a.s. *ČEPS, a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Stranky/default.aspx>
- [5] Vyhláška č. 541/2005 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona. In: *Sb. 541 ze dne 21. prosince 2005*. 2005. Dostupné z: http://www.eru.cz/user_data/files/legislativa/legislativa_CR/Vyhlaska/541/PRT2011_plnaverze.pdf
- [6] OTE, a.s. *Výroční zpráva OTE, a.s. za rok 2011* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/soubory-vyrocní-zprava-ote/1vyrocni-zprava-2011.pdf>
- [7] OTE, a.s. *Tisková zpráva - Praha, 02. ledna 2013* [online]. 2013 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/files-novinky/2013-01-02_TZ.pdf
- [8] Power Exchange Central Europe, a.s.: Statistika. *Power Exchange Central Europe, a.s.* [online]. 2013 [cit. 2013-05-21]. Dostupné z: <http://www.pxe.cz/dokument.aspx?k=Statistika>
- [9] E.ON, a.s. *Přehled produktů a cen za dodávku elektřiny E.ON Energie, a. s., sazeb distribuce a ostatních regulovaných položek E.ON Distribuce, a. s.* [online]. 2006 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.eon.cz/file/edee/cs/domacnosti/produkty-a-ceny-elektřiny/cenik-kombinovany.pdf>
- [10] Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: *Sb. 165 ze dne 31. ledna 2012*. 2012. Dostupné z: http://eru.cz/user_data/files/legislativa/legislativa_CR/Zakony/zakon%20165_2012.pdf
- [11] PROCHÁZKA, Jiří a Jiří MALÝ. *Trh s elektřinou a regulace, stanovení regulovaných cen*. Brno, 2012, 91 s. Přednáška EGÚ Brno, a. s. Sekce provozu a rozvoje elektrizační soustavy VUT v Brně.
- [12] Podpůrné služby. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/Stranky/default.aspx>
- [13] ČEPS,a.s. *Kodex přenosové soustavy: Část II. Popdůrné služby (PpS)* [online]. 2013 [cit. 2013-05-24]. revize 13. Dostupné z: http://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/2013/%C4%8C%C3%A1stII_13_fin.pdf
- [14] Damas Energy. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/DamasEnergy/Stranky/default.aspx>
- [15] KABELÉ, Richard. *Trh s podpůrnými službami*. Praha, 2011. Dostupné z: http://keke.vse.cz/wp-content/uploads/2011/06/110503_trhy_pps_komplet_final_public.pdf. Přednáška.
- [16] Regulační energie. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/DATA/VSECHNA-DATA/Stranky/Regulacni-energie.aspx?lang=CZE>

-
- [17] ČEPS,a.s. *Dohoda o p ř istoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podp ů rných služeb v letech 2013 a 2014* [online]. Praha, 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: http://www.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/Dohoda%202013_2014.pdf.pdf
- [18] ČEPS,a.s. *Pravidla provozu Damas Energy* [online]. Praha, 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/DamasEnergy/Documents/Pravidla%20provozu%20Damas%20Energy%20verze%205.00.pdf>
- [19] Grid Control Cooperation. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podperne-sluzby/Regulacni-energie/Stranky/GridControlCooperation.aspx>
- [20] Elektrárna Kladno I. ALPIQ. *Alpiq Generation* [online]. [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://generation.alpiq.cz/our-installations/power-plant-kladno/power-plant-1/power-plant-1.jsp>
- [21] Chvaletice. ČEZ,a.s. *Skupina ČEZ* [online]. [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/chvaletice.html>
- [22] Vážené průměry ceny PpS 2013. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Stranky/Vazene-prumery-cenPpS2013.aspx>
- [23] ČEPS,a.s. *Roční příprava provozu* [online]. Praha, 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Dispecerske_rizeni/Priprava_provozu/Documents/RP_P_2013.pdf
- [24] Roční zpráva. *OTE,a.s.* [online]. [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/rocni-zprava/page_report_62_162
- [25] NEXT FINANCE. *Trh s elektrickou energií v evropě* [online]. Praha, 2007 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: http://www.pxe.cz/pxe_downloads/info/pxe_analyza.pdf
- [26] E.ON. *E.ON Letní energetická akademie 2012: Sborník prezentací*. České Budějovice, 2012, 166 s.
- [27] Eurostat: Tables, Graphs and Maps Interface (TGM) table). *Eurostat* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00087&plugin=1>
- [28] Eurostat: Tables, Graphs and Maps Interface (TGM) table). *Eurostat* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00095&plugin=1>
- [29] 42) Instalovaný výkon v ES ČR (k 31.3. 2013). *ERÚ* [online]. [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/mesicni_zpravy/2013/brezen/page50.htm
- [30] RZ_elektro_2013_v1. *ERÚ* [online]. [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2012/RZ_elektro_2012_v1.pdf

-
- [31] EUROSTAT. *Eurostat: Tables, Graphs and Maps Interface (TGM) table* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc310&plugin=1>
- [32] OKD: Uhlí ve světě. *OKD* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.okd.cz/cs/tezime-uhli/soucasnost-u-nas-i-ve-svete/uhli-ve-svete>
- [33] ČTK. Analytici: Cena uhlí zůstane letos pod 100 USD za tunu. In: *FinančníNoviny.cz* [online]. 2013 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.financninoviny.cz/zpravy/analytici-cena-uhli-zustane-letos-pod-100-usd-za-tunu/888415>
- [34] Detail indexu Dow Jones US Coal index. PATRIA. *Patria.cz* [online]. 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.patria.cz/indicies/.DJUSCL/dow-jones-us-coal-index.html>
- [35] Největší producenti ropy světa. In: *IPOINT.cz* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.ipoint.cz/zpravy/291258158450-nejvetsi-producenti-ropy-sveta/>
- [36] Galerie: 15 zemí s největšími zásobami ropy na světě. In: *Investičníweb.cz* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.investicniweb.cz/galerie/2012/6/11/galerie/15-zemi-s-nejvetsimi-zasobami-ropy-na-svete/>
- [37] Detail komodity Brent ropa. PATRIA. *Patria.cz* [online]. 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.patria.cz/komodity/energie/IPE+BRENT/ipe-brent.html>
- [38] Detail komodity Zemní plyn. PATRIA. *Patria.cz* [online]. 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.patria.cz/komodity/energie/NYMEX+NGS/zemni-plyn.html>
- [39] MAV. Uran výsadní postavení mezi komoditami neztratí. In: *ČT24* [online]. 2011 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.ceskatelevize.cz/ct24/ekonomika/125326-uran-vysadni-postaveni-mezi-komoditami-neztrati/>
- [40] 5 Year Uranium Prices. INVESTMENTMINE. *InvestmentMine* [online]. 2013 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.infomine.com/investment/metal-prices/uranium-oxide/5-year/>
- [41] List of parties to the Kyoto Protocol. In: *Wikipedia, the free encyclopedia* [online]. 2013 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_parties_to_the_Kyoto_Protocol
- [42] ČAMBALA, Petr. *Trh s elektřinou, obchodování s povolenkami, modelování trhu s elektřinou*. Brno, 2012, 79 s. Přednáška EGÚ Brno, a. s. Sekce provozu a rozvoje elektrizační soustavy VUT v Brně, FEKT.
- [43] Emisní povolenky jako vážný problém energetiky v ČR. In: *Energostat* [online]. 2012 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://energostat.cz/emisni-povolenky-jako-vazny-problem-energetiky-v-cr.html>
- [44] EU Emission Allowances Chart: Spot. EEX. *European Energy Exchange* [online]. 2013 [cit. 2013-01-16]. Dostupné z: <http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights/EU%20Emission%20Allowances%20|%20Spot/EU%20Emission%20Allowances%20Chart%20|%20Spot/spot-eua-chart/2013-01-15/1/1/1m/p3>
- [45] LANDERGOTT, Josef. Král uhlí se drží žezla. *TÝDEN*. 2013, č. 4, s. 1.
- [46] Krize Evropy a trh energií. PRE. *Pražská energetika, a.s.* [online]. 2013 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.pre.cz/velkoodberatele/newsletter-b2b/pre-aktualne-2012/krize-evropy-a-trh-energi>
- [47] KLÍMOVÁ, Jana a Jaroslav MAŠEK. Smír v uhelné válce. *DNES*. 2013, 11. 2. 2013.
- [48] LUKÁČ, Petr a Nikita POLJAKOV. Jen energie z uhlí dává ekonomický smysl. *Hospodářské noviny*. 2013, 22. května 2013, s. 2.
- [49] Jak se obstarávají PpS. *ČEPS,a.s.* [online]. 2011 [cit. 2013-05-24]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Stranky/default.aspx>

9 PŘÍLOHY

Příloha A – Rozdělení Pps

Tab. 8 Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií [13]

Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií				
Časový rámec	Rozdělení podle času	Rozdělení podle typu	Nakupovaná služba	Certifikace
0.5 minut	RZV Regulační záloha vteřinová		RZPR Regulační záloha primární regulace	Ano
5 minut	RZ ₅ Regulační záloha dosažitelná do 5 minut	RZ ₅ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 5 minut	RZMZ ₅ Regulační záloha minutová dosažitelná do 5 minut	Ano
15 minut	RZ ₁₅ Regulační záloha dosažitelná do 15 minut	RZSR Regulační záloha sekundární regulace	RZSR Regulační záloha sekundární regulace (PE, JE, PPE)	Ano
		RZ ₁₅ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 15 minut	RZMZ ₁₅ ⁺ Regulační záloha minutová kladná dosažitelná do 15 minut	Ano
		RZ ₁₅ ⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 15 minut	RZQS ₁₅ Regulační záloha rychle startující dosažitelná do 15 minut	Ano
30 minut	RZ ₃₀ Regulační záloha dosažitelná do 30 minut	RZ ₃₀ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 30 minut	RZMZ ₃₀ ⁺ Regulační záloha minutová kladná dosažitelná do 30 minut	Ano
			Ereg ₃₀ ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná dosažitelná do 30 minut	Ne
			EregZG ₃₀ ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná garantována dosažitelná do 30 minut	Ne
			Ereg ₃₀ ⁺ Regulační energie kladná dosažitelná do 30 minut	Ne
		RZ ₃₀ ⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 30 minut	RZSV ₃₀ Regulační záloha snížení výkonu dosažitelná do 30 minut	Ne
			Ereg ₃₀ ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná dosažitelná do 30 minut	Ne
			EregZG ₃₀ ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná garantována dosažitelná do 30 minut	Ne
			Ereg ₃₀ ⁻ Regulační energie záporná dosažitelná do 30 minut	Ne
více než 30 minut	RZ _{>30} Regulační záloha dosažitelná v čase delším než 30 minut		Ereg _{>30} ⁺ Regulační energie kladná	Ne
			Ereg _{>30} ⁻ Regulační energie záporná	Ne
			EregZ _{>30} ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná	Ne
			EregZ _{>30} ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná	Ne

Příloha B – Poskytovatelé podpůrných služeb [49]

Tab. 9 Seznam poskytovatelů podpůrných služeb v roce 2013

Název společnosti	podíl	typ poskytované služby	zdroje
ČEZ, a.s.	54,91%	PR, SR, MZ+15, MZ-15	př. elektrárna Temelín
Alpiq Generation s.r.o	10,98%	PR, SR, MZ+15, MZ-15	elektrárna Kladno, teplárna Zlín
Sokolovská uhelná, a.s.	8,98%	PR, SR, MZ+15, MZ-15	elektrárna Vřesová
Dalkia ČR, a.s.	5,24%	PR, SR, MZ+15, MZ-15	př. teplárny Přívoz, Přerov, Olomouc
Plzeňská energetika, a.s.	5,22%	PR, MZ+15, MZ-15	elektrárna Plzeň
Elektrárny Opatovice, a.s.	3,32%	PR, SR, MZ+15, MZ-15	elektrárna Opatovice
Gama Investment, a.s.	2,33%	MZ+15	elektrárna Prostějov
Teplárny Brno, a.s.	2,24%	SR, MZ+15	teplárna Červený mlýn
Plzeňská teplárenská, a.s.	1,99%	PR, SR, MZ+15	teplárna Plzeň
C – Energy Bohemia, s.r.o.	1,31%	MZ+15	teplárna Planá nad Lužnicí
Teplárna Kyjov, a.s.	0,89%	MZ+15	teplárna Kyjov
Dalkia Kolín, a.s.	0,62%	MZ+15	elektrárna Kolín
Teplárna Otrokovice, a.s.	0,61%	MZ+15, MZ-15	teplárna Otrokovice
United energy, a.s.	0,56%	MZ+15, MZ-15	elektrárna Most - Komořany
Energotrans, a.s.	0,41%	PR, MZ+15	elektrárny Mělník I, II, III
Elektrárna Chvaletice, a.s.	0,29%	SR, MZ-15	elektrárna Chvaletice
Teplárna Trmice, a.s.	0,08%	SR, MZ+15	teplárna Trmice

Tab. 10 Seznam poskytovatelů podpůrných služeb v roce 2014

ČEZ, a.s.	42,89%
Alpiq Generation s.r.o	18,42%
Sokolovská uhelná, a.s.	13,02%
Plzeňská energetika, a.s.	7,04%
Dalkia ČR, a.s.	5,83%
Teplárny Brno, a.s.	3,70%
C – Energy Bohemia, s.r.o.	2,43%
Elektrárny Opatovice, a.s.	2,18%
Teplárna Kyjov, a.s.	1,47%
Plzeňská teplárenská, a.s.	1,35%
Teplárna Otrokovice, a.s.	0,54%
Dalkia Kolín, a.s.	0,48%
Energotrans, a.s.	0,37%
United energy, a.s.	0,28%

Tab. 11 Seznam poskytovatelů podpůrné služby PR v roce 2013

ČEZ, a.s.	20,16%
Sokolovská uhelná, a.s.	15,00%
Alpiq Generation s.r.o	14,93%

Elektrárny Opatovice, a.s.	14,61%
Dalkia ČR, a.s.	13,76%
Plzeňská energetika, a.s.	12,10%
Plzeňská teplárenská, a.s.	4,78%
United energy, a.s.	3,55%
Energotrans, a.s.	1,10%

Tab. 12 Seznam poskytovatelů podpůrné služby SR v roce 2013

ČEZ, a.s.	43,92%
Alpiq Generation s.r.o	17,70%
Sokolovská uhelná, a.s.	12,43%
Elektrárny Opatovice, a.s.	11,79%
Dalkia ČR, a.s.	8,02%
Plzeňská teplárenská, a.s.	4,24%
Teplárny Brno, a.s.	1,29%
Elektrárna Chvaletice, a.s.	0,36%
Teplárna Trmice, a.s.	0,25%

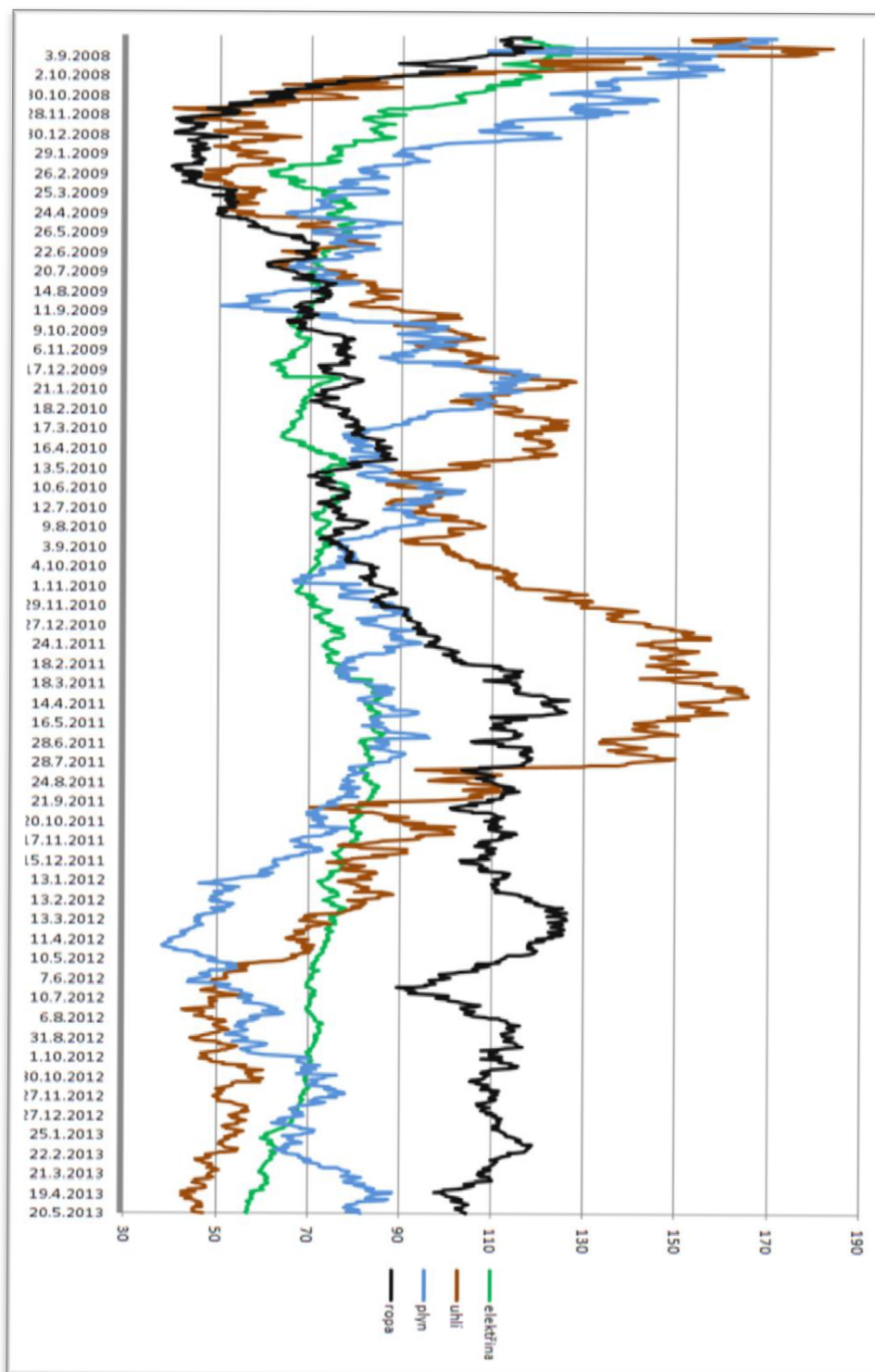
Tab. 13 Seznam poskytovatelů podpůrné služby MZ+15 v roce 2013

ČEZ, a.s.	17,54%
Sokolovská uhelná, a.s.	15,42%
Alpiq Generation s.r.o	11,88%
Plzeňská energetika, a.s.	10,47%
Gama Investment, a.s.	9,45%
Dalkia ČR, a.s.	9,24%
Teplárny Brno, a.s.	8,01%
C – Energy Bohemia, s.r.o.	5,30%
Teplárna Kyjov, a.s.	3,61%
Plzeňská teplárenská, a.s.	3,36%
Dalkia Kolín, a.s.	2,50%
Energotrans, a.s.	1,39%
Teplárna Otrokovice, a.s.	1,13%
United energy, a.s.	0,60%
Teplárna Trmice, a.s.	0,11%

Tab. 14 Seznam poskytovatelů podpůrné služby MZ-15 v roce 2013

ČEZ, a.s.	52,83%
Sokolovská uhelná, a.s.	16,53%
Alpiq Generation s.r.o	13,74%
Plzeňská energetika, a.s.	4,86%
Dalkia ČR, a.s.	4,70%
Teplárna Otrokovice, a.s.	3,19%
Elektrárna Chvaletice, a.s	2,10%
United energy, a.s.	2,05%

Příloha C – Trendy vývoje cen komodit a elektřiny



Obr. P-1 Trendy vývoje cen komodit a elektřiny

Obr. P-1 zobrazuje pouze trendy vývoje cen. Osa Y je číslíkovou osou. Hodnota každé komodity je vyjadřována v pro ni typických jednotkách. Pro lepší přehled byly hodnoty uhlí vyděleny třemi, hodnoty elektřiny vynásobeny koeficientem 1,5 a hodnoty plynu vynásobeny dvaceti.